

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Aspetos técnicos de dimensionamento de
instalações elétricas integrando sistema de
autoprodução distribuídos**

Andreia Isabel Alves Azevedo

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Cláudio Monteiro (Professor Doutor)

Julho 2016

© Andreia Isabel Alves Azevedo, 2016

Resumo

Atualmente com a preocupação ambiente tenta-se reduzir ao máximo a exploração de combustíveis fósseis. Em Portugal, com o Decreto-Lei 363/2007, dá-se início à produção de energia através de microprodução. Neste cenário, toda a energia produzida era injetada na rede e renumerada com tarifas bonificadas. Como o preço da eletricidade recebido pela injeção na rede era mais elevado do que o preço pago pela energia consumida, era bastante lucrativo vender à RESP. Neste sentido, surge em 2011 o Decreto-Lei 24/2011, que era semelhante ao anterior mas para instalações com potências de ligação até 250 kW. Devido à conjuntura económica do país, os incentivos à mini e microprodução diminuíram, devido à redução no preço de venda da energia, isso influenciou os resultados recebidos pelo produtor. Para contornar este problema a nível Europeu, abriram-se as portas ao autoconsumo. Surge então em Outubro de 2014 o Decreto-Lei nº 153/2014. Esta lei veio alterar o paradigma da energia fotovoltaica em Portugal, definir novas regras para a pequena produção e legislar o autoconsumo.

O objetivo principal desta dissertação é estudar o comportamento de uma rede de baixa tensão, neste caso o caso de estudo foi a FEUP, antes e depois da instalação de unidades de autoconsumo. Estudar as perdas ativas e reativas e calcular a poupança com a introdução de painéis fotovoltaicos.

Para cumprir os objetivos propostos, foi criado um modelo matemático que relaciona a potência ativa com a potência reativa, e a potência ativa com a tensão. Esse modelo foi elaborado a partir de um mapa com leitura direta de grandezas num edifício da faculdade para uma semana. Essas relações foram usadas para mapear os dados para um ano inteiro para todos os quadros existentes, atribuindo valores e potência ativa como ponto de partida. Instalados os painéis e sabendo a potência ativa por eles gerada no total por edifício foi necessário transportar esses dados para cada hora utilizando valores de produção de uma central próxima do Porto.

Com a realização deste trabalho concluímos que a introdução de energia fotovoltaica permite uma redução de perdas de 12%, que em euros significa cerca de 1000€. Além disso permite uma poupança na fatura final de mais de 170 mil euros. Relativamente à tensão verifica-se um aumento de cerca de 1%. Contudo o investimento inicial poderá rondar 1 milhão de euros, que contribuirá para um retorno em 7 anos.

Abstract

Nowadays with a higher environment concern, attempts are being made to reduce the exploitation of fossil fuels. In Portugal, with Decree-law 363/2007, it was initiated the production of energy by microgeneration. In this scenario, all the energy produced was injected into the network with subsidized rates. As the price of electricity received by the injection on the network was higher than the price paid for the consumed energy, it was quite profitable to sell to the RESP. In this sense, it arises in 2011 the Decree-Law 24/2011. Which was similar to the previous Decree-Law but for facilities with connecting power up to 250 kW. Due to the economic conjuncture in the country, the incentives for mini and micro production decreased due to the reduction of the energy sale price, which influenced the producer's return. To work around this problem at European level, the doors to self-consumption were opened. This way Decree-Law No. 153/2014 comes to fruition in October 2014. This law changed the paradigm of energy produced by photovoltaics in Portugal, setting new rules for small production and legislating domestic production.

The main objective of this thesis is to study the behavior of a low-voltage network, before and after the setup of unit's self-consumption. Study the active and reactive losses and calculate the savings with the introduction of photovoltaic panels. FEUP was used as a case study.

To meet these goals, a mathematical model was created that connects active power with reactive power and active power with tension. This model was developed from a map with direct reading of quantities in a college building for a week. These connections were used to map the data for a full year for all the electric boards, assigning values and active power as a starting point. After setting up the panels and knowing the total generated active power per building, it was necessary every hour to assemble this data using production values of a nearby central in Porto.

With this work we conclude that the introduction of photovoltaics allows a reduction of 12% losses, which in euro means about EUR 1000. Also allows a savings in the final bill of more than EUR 170 000. Regarding the voltage there is an increase of about 1%. However, the initial investment will be around EUR 1 million, which will contribute to a return in 7 years.

Agradecimentos

Chegar aqui é cumprir mais uma etapa da realização de um sonho.

Mas isso não seria possível sem o apoio de algumas pessoas muito importantes.

Mãe e Pai, obrigada por tudo.

Professor Cláudio Monteiro, obrigado pela sua disponibilidade, paciência, conhecimento e incentivo. Além de ser um excelente professor é uma pessoa excepcional.

Ricardo, o que tu aturas, não é? Obrigada.

A todos os colegas que se cruzaram comigo ao longo destes anos e que, juntos partilhamos experiências, conhecimento e algumas ansiedades, em especial, a Fabíola, a Luísa Maria, o Fábio, o André, o João, o Pedro e o Fred.

Aos meus colegas de trabalho, em especial ao João, obrigada por tudo.

Ao Professor Doutor Manuel Matos pela cedência de documentação do trânsito de potências radial, ao Professor Doutor José Rui Ferreira pela disponibilidade ao esclarecer todas as dúvidas sobre a arquitetura elétrica da FEUP e à equipa de Manutenção da FEUP pela disponibilidade na visita aos Postos de Transformação.

Obrigada a todos!

Andreia Azevedo

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xi
Lista de Gráficos	xiv
Lista de tabelas	xv
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Motivação e enquadramento.....	1
1.2 - Objetivos	2
1.3 - Estrutura da dissertação.....	2
1.4 - Informação e ferramentas utilizadas.....	2
Capítulo 2	3
Estado da arte sobre integração de sistemas fotovoltaicos	3
2.1 - Atual legislação de produção dispersa, autoconsumo e pequena produção.....	3
2.2 - Estrutura de um sistema fotovoltaico integrado em instalação de consumo	15
2.3 - Modelização elétrica de um sistema fotovoltaico integrado em edifício de consumo	35
2.4 - Trânsito de potência radial	43
Capítulo 3	47
Caso de estudo FEUP - dimensionamento do sistema fotovoltaico	47
3.1 - Avaliação do recurso solar	47
3.2 - Localização geográfica e caracterização da instalação	51
3.3 - Características dos equipamentos selecionados - painéis fotovoltaicos e inversores	54
3.4 - Dimensionamento de strings (cabo DC)	59
3.5 - Dimensionamento da instalação dos inversores ao Posto de Transformação (cabos AC)	66
Capítulo 4	69
Metodologia e algoritmo.....	69
4.1 - Abordagem do problema	69
4.2 - Inputs	74
4.3 - Outputs	74
4.4 - Descrição do algoritmo	74
4.6 - Cálculo e custos das perdas.....	80
Capítulo 5	82

Análise de Resultados	82
5.1 - Análise de Consumos da FEUP e Produção Fotovoltaica	82
5.2 - Comparação dos cenários	85
5.3 - Cálculo dos custos das perdas	91
Capítulo 6	92
Conclusões e trabalhos futuros.....	92
6.1 - Conclusão	92
6.2 - Trabalhos futuros	93
Anexos A.....	94
Anexos B.....	98
Anexos C.....	101
Referências	104

Lista de figuras

Figura 2.1 - Esquema explicativo de uma habitação com autoconsumo [1].	4
Figura 2.2 - Exemplo ilustrativo numa instalação > 1.5kW, com autoconsumo [3]	7
Figura 2.3 - Exemplo ilustrativo de uma unidade de pequena produção [3]	8
Figura 2.4 - Esquema ilustrativo de <i>net-metering</i> [21]	12
Figura 2.5 - UPAC, de potência superior a 1.5 kW [19].	16
Figura 2.6 - UPAC, associada a uma instalação elétrica alimentada pela RESP em MT, com contagem BT [19].	18
Figura 2.7 - UPAC, associada a uma instalação elétrica alimentada pela RESP em MT, com contagem MT [19].	20
Figura 2.8 - Esquema representativo com mais que uma UPAC por instalação	22
Figura 2.9 - Exemplo da instalação de contadores num consumidor residencial de 10 kVA com UPAC de 1kW [Adaptado de [3]]	23
Figura 2.10 - Descarregador de sobretensões [7].	24
Figura 2.11 - Interruptor DC [15].	25
Figura 2.12 - Fusível de fileira DC [15].	25
Figura 2.13 - Símbolo representativo do inversor em circuitos elétricos [7].	26
Figura 2.14 - Esquema de um inversor dentro da rede e formas de onda [9]	27
Figura 2.15 - Esquema exemplificativo do inversor central [26].	28
Figura 2.16 - Inversor de fileira [26].	28
Figura 2.17 - Inversores multi-string [26].	29
Figura 2.18 - Micro-inversor [27]	29
Figura 2.19 - Configuração do inversor mestre-escravo [7]	30
Figura 2.20 - Representação em série de n painéis [15].	30
Figura 2.21 - Composição do painel fotovoltaico [15].	30
Figura 2.22 - Ligação de em série de módulos fotovoltaicos [15].	31
Figura 2.23 - Variação da tensão e corrente consoante o nº de módulos ligados em série [15].	31
Figura 2.24 - Ligação de em paralelo de módulos fotovoltaicos [15].	31

Figura 2.25 - Variação da tensão e corrente consoante o nº de módulos ligados em série [15].	32
Figura 2.26 - Utilização de painéis solares em fachadas de edifícios	32
Figura 2.27 - Montagem de painéis solares em superfícies inclinadas (telhados) [9]	33
Figura 2.28 - Montagem de painéis solares em superfícies planas [28].	33
Figura 2.29 - Quadro elétrico de uma instalação com as devidas proteções	34
Figura 2.30 - Exemplo de um condutor DC [15].	34
Figura 2.31 - Circuito equivalente (ideal) de uma célula fotovoltaica [15]	35
Figura 2.32 - Modelo da célula fotovoltaica [15]	36
Figura 2.33 - Modelos de carga estáticos [17].	38
Figura 2.34 - Representação dos três modelos (Z, I e P constante) [18]	39
Figura 2.35 - Circuito a ser estudado [13].	45
Figura 2.36 - Representação da fase <i>Drop</i> [13].	45
Figura 2.37 - Representação da fase <i>Pick</i> [13]	46
Figura 3.1 - Irradiação solar em Portugal - Solargis	48
Figura 3.2 - Diferentes tipos de radiação [7].	49
Figura 3.3 - Representação dos ângulos [7].	49
Figura 3.4 - Mapa da FEUP e localização dos PTs e quadros de entrada de edifícios feito em autocad®	51
Figura 3.5 - Vista aérea da FEUP, retirado de Bing Maps	53
Figura 3.6 - Vista frontal, lateral e traseira do painel escolhido, imagens retiradas da folha de características do fabricante.	54
Figura 3.7 - Exemplo da instalação de um SmartPark num arque de estacionamento	55
Figura 3.8 - Imagem ilustrativa do distanciamento entre painéis	56
Figura 3.9 - Imagem do inversor a utilizar	56
Figura 3.10- Parque de estacionamento dos docentes.	63
Figura 3.11 - SmarPark em pormenor	63
Figura 3.12 - Parque de estacionamento dos alunos	64
Figura 3.13 - Edifício do bloco B	64
Figura 3.14- Condições a cumprir sobre correntes	66
Figura 3.15 - Cabo utilizado em AC	68

Figura 4.1 - Triângulo de potências. Relação entre a potência aparente, ativa e reativa	71
Figura 4.2 - Desenho da rede sem produção fotovoltaica em Autocad®.....	76
Figura 4.3 - Algoritmo para o cálculo do trânsito de potências sem produção fotovoltaica ...	77
Figura 4.4 - Rede com introdução de painéis fotovoltaicos a cor diferente.	78
Figura 4.5 - Algoritmo para o cálculo do trânsito de potências com produção fotovoltaica distribuída	79
Figura 4.6 - Informações acerca do preço da tarifa dependendo da hora [21]	81

Lista de Gráficos

Gráfico 2.1- Produção fotovoltaica e autoconsumo na Europa em 2014 [23]	13
Gráfico 2.2 - Produção anual mais o aumento em relação ao ano anterior, entre 2005 e 2015 [31].....	14
Gráfico 2.3 - Produção de energia fotovoltaica por país [31].	14
Gráfico 2.4 - Produção por países com o aumento em relação a 2014 [31].	15
Gráfico 4.1- Relação entre a potência ativa e a reativa pela leitura dos dados	70
Gráfico 4.2 - Relação entre a potência ativa e a reativa calculada	71
Gráfico 4.3 - Potência Reativa medida vs. Potência Reativa calculada.....	72
Gráfico 4.4 - Relação entre a potência ativa e a tensão	72
Gráfico 5.1 - Perfil de consumos para um ano	83
Gráfico 5.2- Comparação entre o consumo da FEUP e a Produção gerada pelo sistema fotovoltaico	83
Gráfico 5.3 - Pormenor para um dia de verão	83
Gráfico 5.4 - Pormenor para um dia de Inverno.....	84
Gráfico 5.5 - Comparação das perdas ativas nos dois cenários para um dia típico de inverno.	85
Gráfico 5.6 - Comparação das perdas ativas nos dois cenários para um dia típico de primavera.....	85
Gráfico 5.7 - Comparação das perdas ativas nos dois cenários para um dia típico de verão. .	86
Gráfico 5.8 - Comparação das perdas ativas nos dois cenários para um dia típico de outono.....	86
Gráfico 5.9 - Comparação das perdas ao longo das 24 Horas de um dia de Agosto	86
Gráfico 5.10 - Comparação das perdas ao longo das 24 Horas de um dia de janeiro.	87
Gráfico 5.11 - Perdas médias mensais para um ano	87
Gráfico 5.12- Valor das tensões para o PT1, dia 12 Março, 16h, em pu	88
Gráfico 5.13 - Valor das tensões para o PT1, dia 7 agosto, 16h, em pu	88
Gráfico 5.14 - Média das tensões por mês para num ano	89
Gráfico 5.15 - Pormenor para um dia de verão	89
Gráfico 5.16 - Pormenor para um dia de inverno	90

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Principais características do autoconsumo e da pequena produção à luz da nova legislação [3].	5
Tabela 2.2 - Fatores que caracterizam o autoconsumo e a Pequena produção [3].	6
Tabela 2.3 - Resumo dos regimes de autoconsumo nos países europeus [25].....	9
Tabela 2.4 - Esquemas de <i>net-metering</i> [25]	11
Tabela 2.5 - Legenda da figura anterior	16
Tabela 2.6 - Legenda da figura anterior	18
Tabela 2.7- Legenda da figura anterior	20
Tabela 2.8 - Parâmetros do modelo polinomial [16]	40
Tabela 2.9 - Expoentes para os diferentes tipos de carga [16]	41
Tabela 3.1 - Dados retirados do PVGIS	50
Tabela 3.2 - Legenda dos edifícios	52
Tabela 3.3 - Características dos cabos de baixa tensão da FEUP	52
Tabela 3.4 - Características dos cabos de média tensão da FEUP	53
Tabela 3.5 - Características dos cabos DC.....	60
Tabela 3.6 - Resumo do sistema fotovoltaico.....	62
Tabela 3.7 - Tabela com o cálculo das perdas nos cabos DC.....	65
Tabela 3.8 - Distâncias dos inversores aos quadros de entrada	67
Tabela 4.1- Potências atribuídas a cada quadro	73
Tabela 4.2 - Legenda dos barramentos	76
Tabela 4.3- Valor das tarifas por período e estação do ano	81
Tabela 5.1 - Resumo do valor pago pelo consumo e a poupança com a introdução do sistema fotovoltaico	84
Tabela 5.2 - Resumo das perdas totais.....	88
Tabela 5.3 - Valor em euros das perdas nos dois cenários	91

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

AC	Corrente Alternada
ACE	Aparelho de Corte de Entrada
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CICA	Centro de Informática Prof. Correia de Araújo
CUR	Comercializador de último recurso
DC	Corrente Contínua
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-lei
DST	Descarregador de sobretensão
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
FER	Fontes de Energia Renováveis
FiT	Tarifa <i>feed-in</i>
FV	Fotovoltaico
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MT	Média Tensão
ORD	Operador de Rede de Distribuição
PT	Posto de transformação
pu	Por Unidade
QE	Quadro de Entrada
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RTIEBT	Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SEN	Sistema Elétrico Nacional
UPAC	Unidades de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidades de Pequena Produção
TP	Trânsito de potências

Capítulo 1

Introdução

Esta dissertação intitulada “Aspetos técnicos de dimensionamento de instalações elétricas integrando sistemas de autoprodução distribuídos” foi desenvolvida no âmbito da unidade curricular Dissertação do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, sob orientação do Prof. Doutor Cláudio Monteiro.

No presente capítulo serão apresentados os motivos que levaram à realização desta Dissertação, assim como, a estrutura do documento.

1.1 - Motivação e enquadramento

A população mundial está em franco crescimento e isso afeta diretamente a forma como produzimos os recursos que necessitamos para viver, nomeadamente a produção de energia elétrica. Todos sabemos que a vida sem este recurso seria menos fácil. Se no início, conseguíamos satisfazer as necessidades com os chamados combustíveis fósseis, o mesmo não se verifica nos dias de hoje.

A preocupação com o meio ambiente é dos fatores que obrigou a Humanidade procurar alternativas. Por isso hoje, dá-mos prioridade às chamadas “energias limpas”: energia eólica, solar, fotovoltaica, etc.

O autoconsumo vem trazer grandes mudanças na forma como viamos a rede elétrica e isso traz grandes vantagens tanto para consumidor como para os grandes produtores.

Esta dissertação pretende focar-se no caso do autoconsumo, explorando configurações da produção distribuída dentro da própria instalação de consumo. Existem, ainda alguns pontos relativos a algumas configurações que ainda não estão definidos na legislação, pelo que aguardamos que sejam publicados em breve.

Esta legislação pressupõe que seja utilizado um contador por UPAC, ou seja, em grandes instalações, como no caso da FEUP, é uma grande limitação em termos de infraestruturas. Obriga o consumidor-produtor a ter uma rede paralela à rede elétrica já existente.

1.2 - Objetivos

A presente dissertação tem como objetivos o estudo do trânsito de potências e análise de benefícios económicos de uma rede de baixa tensão, antes e depois da instalação de unidades de autoconsumo.

Foi escolhida a FEUP como caso de estudo, uma vez que é uma rede diversificada em termos de componentes que a constituem e também pelo diferente tipo de cargas que alimenta.

Pretende-se estudar as perdas ativas e reativas para os dois cenários propostos e estimar o impacto económico a introdução de energia fotovoltaica.

1.3 - Estrutura da dissertação

Este documento encontra-se dividido em 6 capítulos.

No presente capítulo, apresento os motivos que levaram a elaboração deste trabalho.

O capítulo 2 descreve o estado da arte acerca da legislação que rege a produção dispersa, o autoconsumo e a pequena produção, assim como, os componentes que constituem um sistema fotovoltaico, modelização de cargas e cálculo de um trânsito de potências radial.

O capítulo 3 é o dimensionamento de um sistema fotovoltaico para o caso de estudo proposto.

O capítulo 4 apresenta o algoritmo utilizado para a concretização do objetivo proposto, cálculos e custos de perdas.

O capítulo 5 mostra os resultados obtidos.

O capítulo 6 são as conclusões e propostas de trabalhos futuros.

1.4 - Informação e ferramentas utilizadas

Para a elaboração desta dissertação foram disponibilizadas algumas informações fundamentais, nomeadamente: leituras de grandezas de um edifício e consumo de uma central fotovoltaica próximo do Porto.

Relativamente às ferramentas utilizadas foram:

- *Autocad®* para desenhar em 2D no mapa da FEUP e localização de quadros e postos de transformação para medir as distâncias;
- *SketchUp®* para desenhar em 3D a FEUP com as medidas o mais aproximado possível;
- *Microsoft Excel®*: para efetuar todos os cálculos necessários à conclusão dos trabalhos;
- *Solargis*: é uma ferramenta *online* e foi usada para avaliar a irradiação solar em Portugal Continental;
- *PVGis*: também é uma ferramenta *online* e foi usada para avaliar o melhor ângulo de inclinação dos painéis solares, o melhor ângulo de azimute, etc.

Capítulo 2

Estado da arte sobre integração de sistemas fotovoltaicos

O segundo capítulo desta dissertação tem como objetivo principal fazer o enquadramento do sistema fotovoltaico integrado na produção distribuída em regime de produção de autoconsumo em Portugal e nos países europeus. Neste capítulo, fazemos uma análise da atual legislação disponível: decreto-lei nº 153/2014 de outubro de 2014. Esta legislação veio trazer grandes mudanças no paradigma da produção de eletricidade, como por exemplo, a produção na instalação do consumidor. O enquadramento e caracterização dos problemas associados à integração do sistema fotovoltaico como produtor no meio consumidor são também discutidos. Além disso este novo DL cria um enquadramento legal único para a pequena produção e o autoconsumo.

Para estudar o impacto da integração de autoconsumo na instalação, ao nível de redução de perdas, melhoria dos níveis de tensão, e redução de custos de instalação do próprio sistema fotovoltaico será criado um modelo de simulação de trânsito de potências radiais, adequado para este tipo de instalação.

2.1 - Atual legislação de produção dispersa, autoconsumo e pequena produção

O autoconsumo é uma grande mudança no paradigma energético que está neste momento a ocorrer no setor elétrico. Essa mudança baseia-se, essencialmente, no conceito consumidor-produtor, atualmente utiliza-se o neologismo “prosumer”, que junta as palavras Produtor e Consumidor. Ou seja, os consumidores de energia elétrica podem ser os produtores da sua própria energia com a possibilidade de injetar a produção excedente na rede elétrica de serviço público - RESP -, neste caso utilizando a energia solar fotovoltaica. Este conceito pode ser utilizado tanto a nível doméstico, empresarial ou industrial [2].



Figura 2.1 - Esquema explicativo de uma habitação com autoconsumo [1].

A utilização do regime de autoconsumo traz grandes vantagens para o consumidor, sendo que a mais visível em primeira instância é o aumento da independência energética do consumidor relativamente aos custos da eletricidade. Além disso, reduz as perdas na rede, reduz as perdas na instalação de consumo, reduz a ponta da energia líquida consumida, permite a redução do consumo líquido e da fatura energética e melhora os níveis de tensão na instalação. Do ponto de vista ambiental, existe também a vantagem de ser uma energia 100% limpa. A energia fotovoltaica contribui para a redução de CO₂ para a atmosfera, reduzindo o efeito de estufa (ao contrário da utilização de combustíveis fósseis).

Para a rede elétrica também é bom, uma vez que reduz a necessidade de intervenções. No âmbito social, permite a criação de empregos (técnicos instaladores, formadores, técnicos de manutenção), assim como, a dinamização das indústrias de produção de material fotovoltaico [3].

2.1.1- Enquadramento em Portugal

Atualmente, a atividade de produção descentralizada de energia elétrica é regulada pelo Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro de 2014. Este novo Decreto-Lei derroga a anterior legislação, ou seja, o Decreto-Lei 34/2011, de 8 de março, alterado pelos Decretos-Leis n.º 25/2013 de 19 de fevereiro, e 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei 67-A/2007, de 31 de dezembro, e pelos Decretos-Leis n.º 118-A/2010, de 25 de outubro, e 25/2013, de 19 de fevereiro [9].

Este novo Decreto-Lei estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede elétrica pública, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis [9], designadas por UPAC (Unidades de Produção para Autoconsumo). Além disso, estabelece ainda o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede elétrica do serviço público, por intermédio de pequena potência, a partir de recursos renováveis [9], designadas por UPP (Unidades de Pequena Produção). Entende-se por

pequena produção a mini e microprodução. Passamos, então, a beneficiar de um enquadramento legal único.

Na tabela seguinte está exposto um resumo com as principais características relativamente ao regime de autoconsumo e ao regime de pequena produção, de acordo com a nova legislação.

Tabela 2.1 - Principais características do autoconsumo e da pequena produção à luz da nova legislação [3].

Autoconsumo	Pequena produção
Energia produzida é injetada preferencialmente na instalação de consumo;	Energia produzida é totalmente injetada na RESP;
Eventuais excedentes de produção instantânea, podem ser injetados na RESP;	Mantém o modelo de atribuição de tarifa via leilão, simplificando e agregando o atual regime da Micro e Miniprodução;
O modelo proposto pressupõe a adequação da capacidade de produção ao regime de consumo existente no local, minimizando a injeção na RESP;	Mantém requisitos de produção indexados ao consumo da eletricidade existente, na instalação de consumo associada;

As alterações a nível europeu exigiam uma alteração à legislação praticada em Portugal e o que se pretende com a revisão da anterior legislação tem a ver com os seguintes aspetos [3]:

- Aumentar e dinamizar a atividade de produção distribuída em Portugal, tendo em conta a sustentabilidade do SEN, evitando intervenções nas infraestruturas;
- Garantir que os novos postos de produção sejam dimensionados de acordo com as necessidades de consumo verificadas em cada local;
- Reduzir atividades como microprodução, que provocam alterações e aumento de custos no SEN, devido ao sobredimensionamento das centrais;

Na tabela que se segue estão expostos as principais diferenças entre os dois regimes de produção dispersa praticados.

Tabela 2.2 - Fatores que caracterizam o autoconsumo e a Pequena produção [3].

	Autoconsumo	Pequena produção
Fonte	Renovável e não renovável;	Renovável;
Limite Potência	Potência de ligação <100% da potência contratada na instalação de consumo;	Potência de ligação <100% da potência contratada na instalação de consumo; Potência de ligação até 250 kW;
Requisitos Produção	Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo; Venda do excedente instantâneo ao CUR;	Produção anual <2x consumo da instalação; Venda da totalidade da energia ao CUR;
Remuneração	Valor da “pool” para excedente instantâneo de produção, deduzido de custos; Numa base anual, o excedente produzido face às necessidades de consumo não é remunerado;	Tarifa obtida em leilão para totalidade da produção; Numa base anual, o excedente produzido face ao requisito de 2x consumo da instalação não é remunerado;
Compensação	Entre 30% e 50% do respetivo valor dos CIEG quando a potência acumulada de unidades de autoconsumo exceda 1% da potência instalada no SEN;	---
Contagem	Contagem obrigatória para potências ligadas à RESP superiores a 1,5 kW;	Obrigatória para todas as potências, como elemento chave na faturação;
Processo licenciamento	Processo gerido via plataforma eletrónica; Mera comunicação prévia: Entre 200W - 1,5 kW; Registo + certificado de exploração: Entre 1,5 kW e 1MW; Licença de produção + exploração: > 1MW	Processo gerido via plataforma eletrónica; Registo + certificado de exploração; Inspeções obrigatórias;
Outros aspetos	Não existe quota de atribuição	Quota máxima anual de potência atribuída (p.e. 20 MW atribuídos por ano)

Microprodução é uma produção descentralizada em pequena escala através de fontes renováveis até 3,68 kW (bonificado), 5,75 kW (regime geral) e 11,04 kW (condomínios), a

potência máxima corresponde a 50% da potência contratada na unidade de consumo. A energia produzida é vendida ao CUR [3].

Por outro lado, a miniprodução é uma produção descentralizada de pequena escala até 250 kW, a potência máxima corresponde a menos de 50% da potência contratada na unidade de consumo e a energia produzida tem que ser duas vezes inferior a energia consumida na unidade associada. Existe uma potência anual atribuída por quota máxima. Neste regime a energia produzida também é vendida ao CUR [3].

Tanto a miniprodução como a microprodução são caracterizadas por dois regimes remuneratórios: geral e bonificado. No regime geral, enquanto em microprodução existe uma tarifa revista anualmente, em miniprodução os produtores são remunerados ao preço de mercado. Em regime bonificado, a microprodução tem uma taxa fixa e a miniprodução usa uma tarifa via leilão.

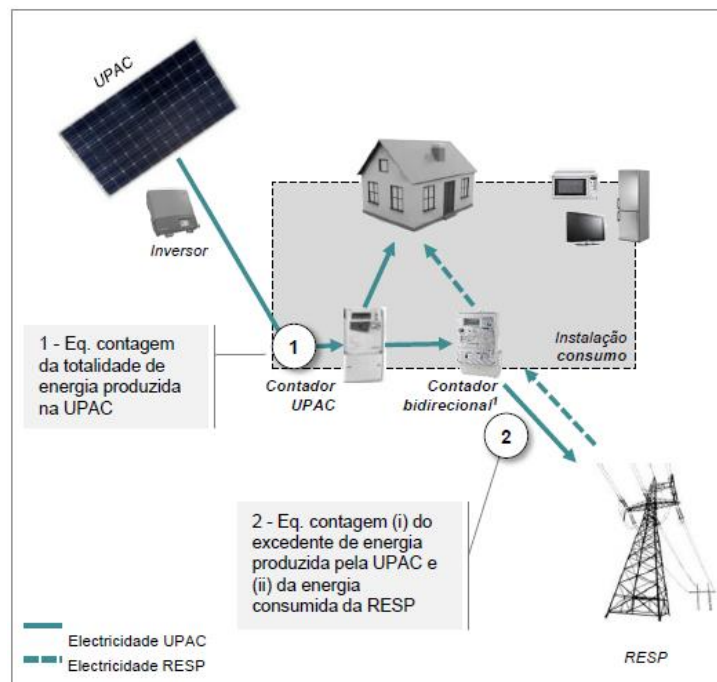


Figura 2.2 - Exemplo ilustrativo numa instalação > 1.5kW, com autoconsumo [3]

Principais características do autoconsumo [3]:

- A unidade de produção (UPAC) produz preferencialmente para satisfazer necessidades de consumo;
- A energia elétrica produzida é instantaneamente injetada na instalação de consumo;
- O excedente produzido é injetado na RESP, evitando o desperdício;
- A UPAC é instalada no local de consumo;
- A Potência de ligação da UPAC tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo;

O dimensionamento mais adequado para um sistema de autoconsumo assume uma adequação dos valores de produção para os valores de consumo, reduzindo a quantidade de energia injetada na RESP. Caso seja injetado na rede reduz os desperdícios e é remunerada a 90% do preço de energia do mercado MIBEL. A UPAC é instalada no local de consumo, a sua potência de ligação tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo [3].

Fórmula de remuneração do excedente injetado na RESP:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} * OMIE_m * 0,9 \quad (2.1)$$

Onde:

- $R_{UPAC,m}$: a remuneração da energia proveniente da unidade de produção;
- $E_{fornecida,m}$: energia fornecida no mês m, em kWh;
- $OMIE_m$: valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho de MIBEL para Portugal relativos ao mês m em €/kWh;

Relativamente à pequena produção, as principais características são [3]:

- A unidade de pequena produção (UPP) injeta a totalidade da energia produzida na RESP;
- A Instalação de consumo associada recebe toda a eletricidade proveniente do respetivo comercializador;
- A UPP é instalada no local de consumo;
- A Potência de ligação da UPP tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo e nunca superior a 250kW;
- Numa base anual, a energia produzida pela UPP não pode exceder o dobro da eletricidade consumida na instalação de consumo;

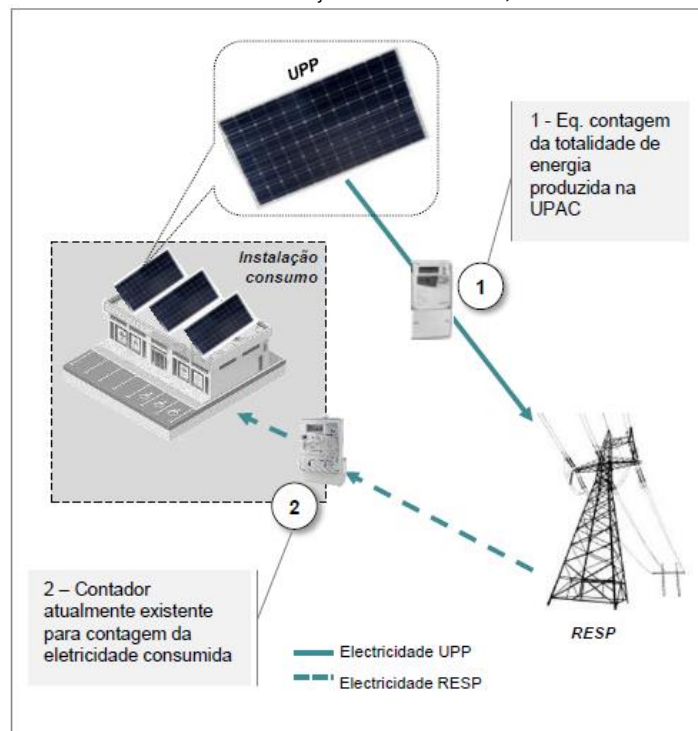


Figura 2.3 - Exemplo ilustrativo de uma unidade de pequena produção [3]

Existe uma quota anual de potência de ligação a atribuir no âmbito do regime de pequena produção que tem como limite 20 MW. Esta potência de ligação está segmentada em 3 diferentes categorias [3]:

- UPP: Produtor que pretende apenas proceder à instalação de uma UPP;
- UPP + Tomada de veículo elétrico: Produtor que, para além da instalação UPP, pretende instalar no local de consumo associada aquela, tomada elétrica para o carregamento de veículos elétricos;
- UPP + Solar térmico: Produtor que, para além da instalação UPP, pretende instalar no local de consumo associada aquela, coletores solares térmicos com mínimo de 2m² de área útil de coletor ou de caldeira biomassa.

A remuneração da energia elétrica injetada na RESP produzida pela UPP é feita através de leilão (vigora por um período de 15 anos - após este período o produtor entra no regime geral de produção em regime especial) no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência, que é estabelecida anualmente mediante despacho do SEE. A energia injetada na rede fora dos limites estabelecidos não é remunerada [3].

2.2.2- Enquadramento em países europeus

Mas não é só em Portugal que este mercado está em constante atualização e mudança, pela Europa existem diversos modelos de autoconsumo adotados.

Vejamos na tabela seguinte algumas versões de autoconsumo usada nos vários países da União Europeia.

Tabela 2.3 - Resumo dos regimes de autoconsumo nos países europeus [25]

País	Remuneração para autoconsumo ou excedente vendido à rede	Contribuição para o custo da rede e sistema
Áustria	Contrato particular de compra (PPA)	>25 MWh/ano pagar 0.015€/kWh de eletricidade em autoconsumo
Croácia	Sistema FV <300 kWp, 80% de taxa FiT	Isento
Dinamarca	FiT (0,08 €/Kwh)	<50 kW: nenhum imposto ou taxas de obrigação de serviço público > 50 kW: nenhuma sobretaxa de FER
Chipre	Sistema FV <500 kWp, 5 MW cap anual, sem compensação	Tarifas de rede fixas: Alta tensão: 0.0131 €/kWh Média tensão: 0.0163 €/kWh

País	Remuneração para autoconsumo ou excedente vendido à rede	Contribuição para o custo da rede e sistema
		Baixa tensão: 0.0201 €/kWh FER imposição de 0.005 €/kWh Obrigação de serviço público: 0.00134 €/kWh
Alemanha	<90% Produção: aplica taxa FiT ou FiP > 90% Produção: a) Preço médio do mercado local para a energia solar b) A receita da venda de energia elétrica acrescida de 0.012 €/kWh (diminuindo para 0.007 €/kWh em 2015). Sistema FV> 100 kWp (a partir de 2016): o preço de mercado.	Antes de 01/08/2014: isento Depois de 01/08/2014: isento se <10 kWp e <10 MWh/ano. Se> 10kWp ou> 10MWh/ano: sujeito a reduções: 30% até ao final de 2015, 35% até ao final de 2016 e 40% até ao final de 2017.
Finlândia	Contrato particular de compra (PPA)	<100kVA ou 800.000kWh, isentos do imposto sobre a eletricidade, taxa de transferência de eletricidade e IVA
França	Em discussão	
Itália	<20 MW: Contrato particular de compra (PPA)	<20kW, isentos de custos da rede e sistema; 20 - 200kW parcialmente isentos; >200kW isentos apenas dos custos do sistema.
Letónia	Regulamento ainda a ser adotado	
Malta	Contrato particular de compra (PPA)	Isento
Espanha	Livremente acordo entre as partes	Obrigação do consumidor / produtor continuar a pagar taxas de acesso que lhes é aplicável sobre a energia consumida na sua instalação.
Eslováquia	Domicílios com nível de tensão <0,4/0,23kV, capacidade de conexão <16A. Sem compensação do excesso de energia	Regulamento ainda a ser adotado
Reino Unido	<50 kWp: tarifa geração + prémio de exportação por até 50% do excesso de energia produzida na rede.	Isento

País	Remuneração para autoconsumo ou excedente vendido à rede	Contribuição para o custo da rede e sistema
	> 50 kWp e < 5 MWp: FiT	

Tabela 2.4 - Esquemas de *net-metering* [25]

País	Requisitos de elegibilidade	Período	Compensação de eletricidade
Bélgica	FER <10 kVA (5kVA em Bruxelas) +/- 12 kWp	Anual	Todas as categorias de proprietários de FV.
Chipre	Sistemas FV domésticos e municipais <3KW	Anual	Preços de retalho Subsídio de 900 €/kW para consumidores vulneráveis.
Dinamarca	Sistemas FER não comerciais <6kW	Horário	Preços de retalho
Grécia	Sistemas FV <20kWp	Anual	Preços de retalho
Itália	Sistemas FER: <200KW (depois de 31/12/2007) <500kW (depois de 01/01/2015)	Anual	Sistema net-biling: Remuneração baseada no tempo em que é gerada e consumida a energia
Hungria	Sistemas FER domésticos e comerciais: <50kW, tamanho da ligação <3x63A	Negociável com ORD (mensal, semestral ou anual)	Preço de retalho que é livre de encargos do sistema.
Letónia	Sistemas FER domésticos: <11kW, com instalação <400V e 16A pela ligação	Anual	Preço de retalho
Holanda	Tamanho da ligação <3x80A	Anual	Preço de retalho
Polónia	Sistemas FER <40kW	Semestral	<10kW: FiT (15 anos): -0.18€/kWh por menos de 3kW; 0.11€/kWh por menos de 10kW. > 10kW e <40kW: 100% do preço médio de venda de energia elétrica no mercado

País	Requisitos de elegibilidade	Período	Compensação de eletricidade
			competitivo no trimestre anterior.
Suécia	Tamanho da ligação de sistemas FER <100A	Anual	Redução de impostos: 0.60SEK (~0.06€) por kWh de redução de FER, mas pelo menos uma quantidade igual de eletricidade devem ser comprados a partir da rede. Redução de impostos para entregas até 30MWh/ano.

Num sistema com net-metering mede-se a diferença entre os kWh consumidos pelo consumidor e os kWh produzidos. Normalmente é usado um contador que aumenta por cada kWh comprado à rede e diminui por cada kWh vendido à rede [21]. Esta funcionalidade ainda não é possível em Portugal.

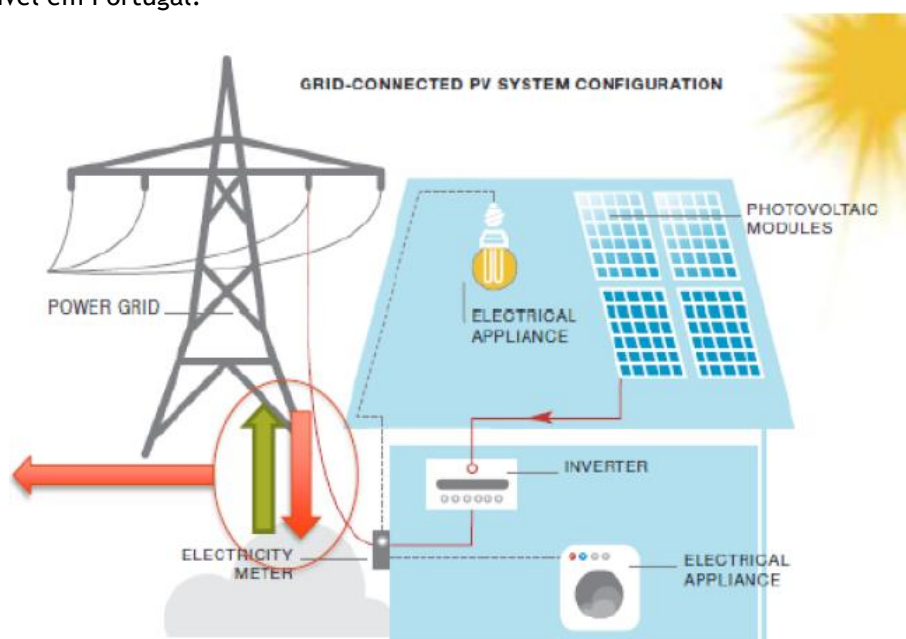


Figura 2.4 - Esquema ilustrativo de *net-metering* [21]

O sistema com net-billing mede os kWh consumidos e separa o que é gerado nos diferentes períodos horários, valorizando um valor diferente. Trata-se de uma compensação económica do valor de produção fotovoltaica em cima do valor de consumo durante um certo período de tempo [21].

Nos casos em que são utilizadas tarifa feed-in (FiT), o operador de rede é obrigado a celebrar um contrato de compra de eletricidade a um preço legalmente definido. Esta tarifa consiste em dois elementos: numa taxa de pagamento garantido e um montante calculado e definido pela legislação [21].

Na Europa, ainda existem países que não têm legislação sobre autoconsumo, como a Grécia, Bélgica, entre outros [23].

No gráfico seguinte vemos a produção de energia fotovoltaica em alguns países europeus, incluindo Portugal.

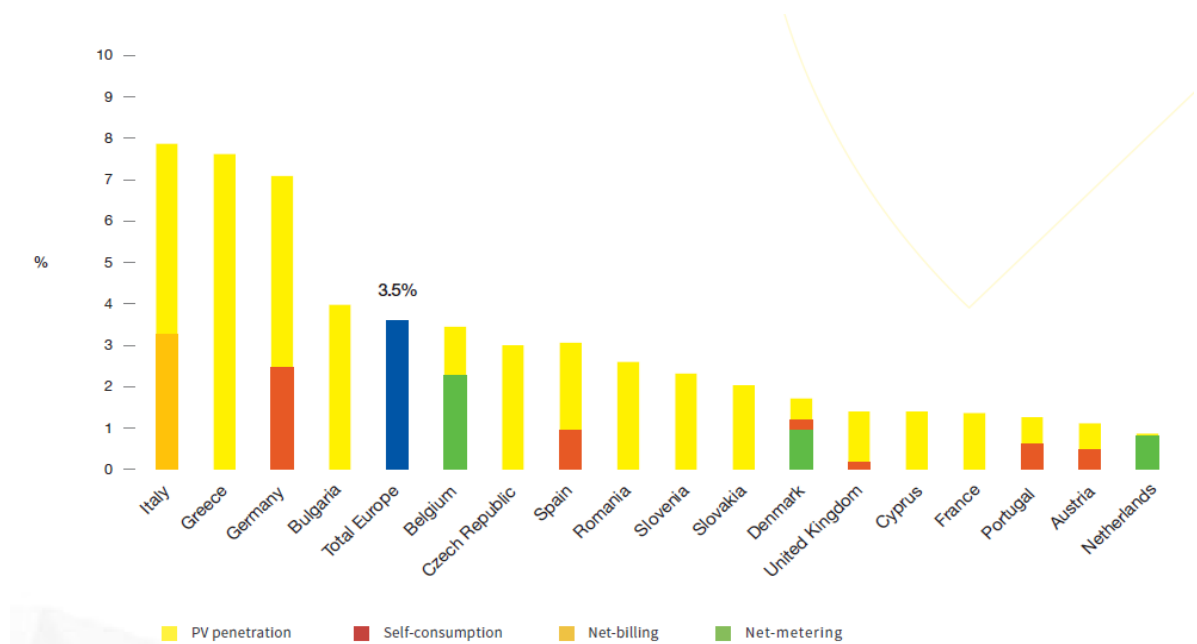


Gráfico 2.1- Produção fotovoltaica e autoconsumo na Europa em 2014 [23]

Na Itália, Grécia e Alemanha a energia solar representa mais que 7% da eletricidade total necessária consumida pelos próprios. Em paralelo, outros 13 países produzem mais que 1%. A energia solar tem uma representação significativa na eletricidade que é consumida em 16 dos 28 países da União Europeia [23].

Em 2014 e pela primeira vez, as energias renováveis produziram mais que a energia nuclear [24].

Tal como esperado a tendência de crescimento da energia solar fotovoltaica continuou a aumentar e isso refletiu-se no ano de 2015, como podemos ver no gráfico seguinte, no ano de 2010 verificou-se a maior subida. De 2014 para 2015 registou-se o maior aumento, de 50 GW.

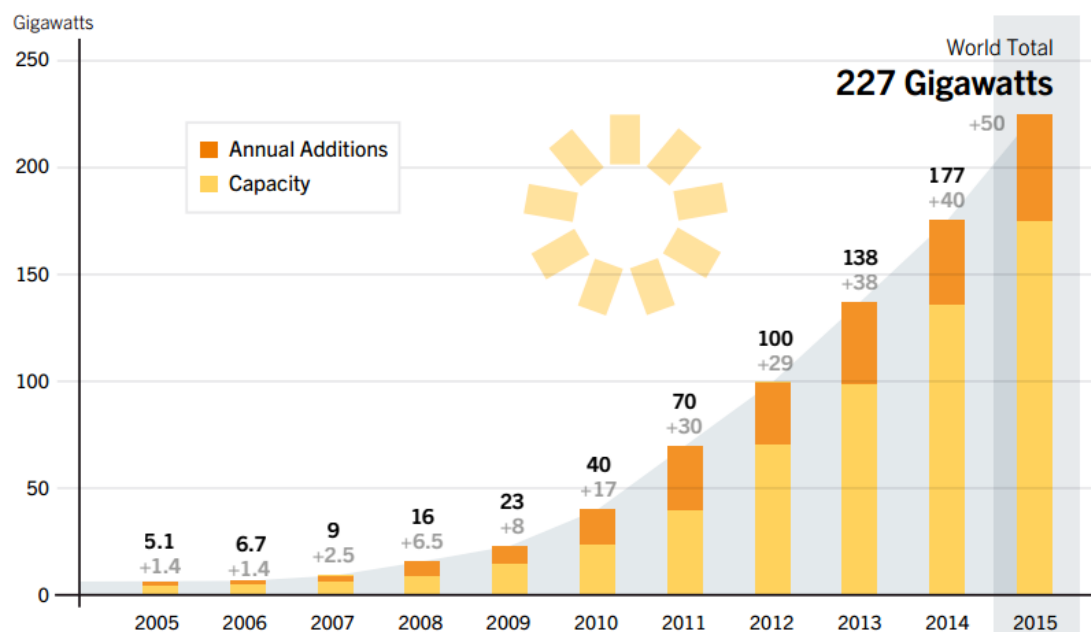


Gráfico 2.2 - Produção anual mais o aumento em relação ao ano anterior, entre 2005 e 2015 [31].

No gráfico seguinte vemos esse aumento distribuído pelos países e os maiores produtores de energia solar fotovoltaica são: a Alemanha, a China, Japão, Estados Unidos e Itália. Todos estes países foram aumentando a sua produção ao longo do tempo.

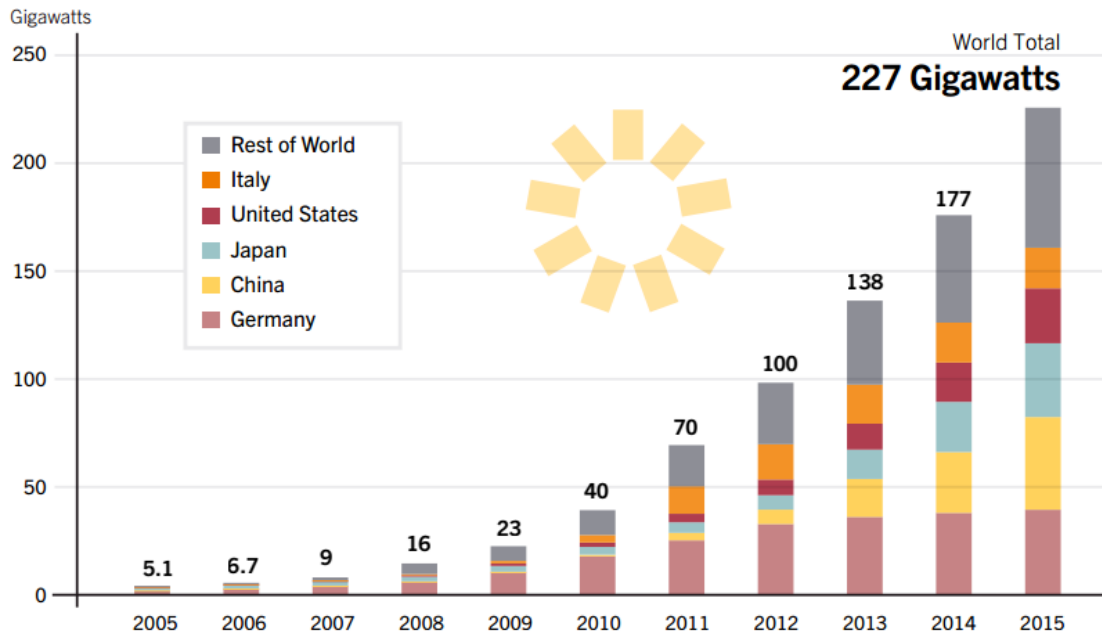


Gráfico 2.3 - Produção de energia fotovoltaica por país [31].

A Ásia eclipsou todos os outros mercados pelo terceiro ano consecutivo, representando cerca de 60% do aumento mundial [31].

O aumento de mais de 15GW relativamente a 2014 colocou a China em primeiro lugar em 2015, ultrapassando assim, a Alemanha. A Espanha e a Itália foram os países que menos investiram em novas produções.

Apesar do aumento de 11 GW, o Japão mantém-se em terceiro lugar, como se pode observar no gráfico seguinte.

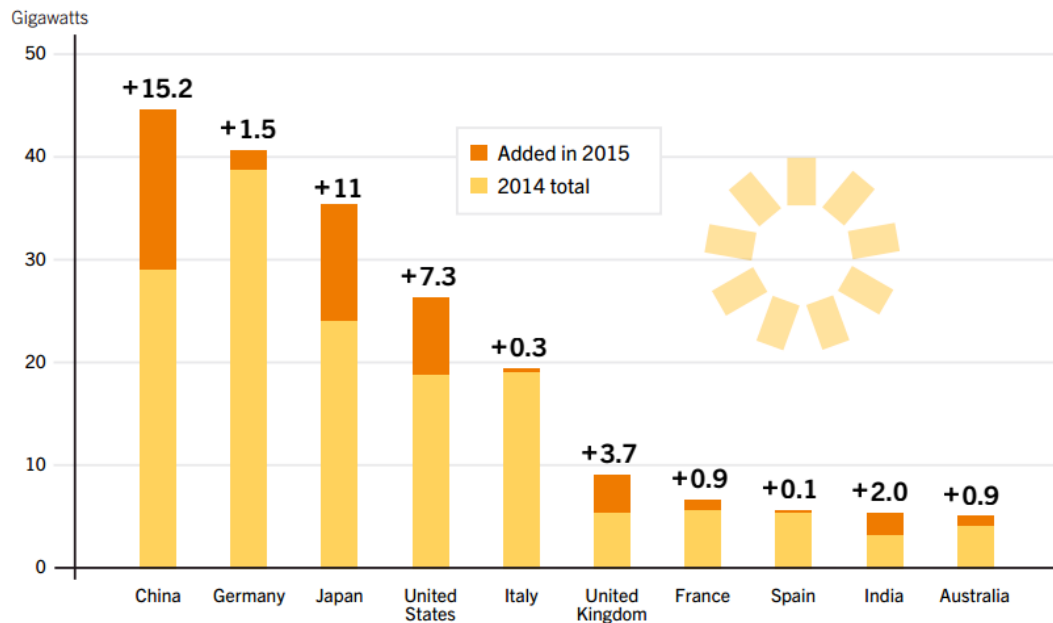


Gráfico 2.4 - Produção por países com o aumento em relação a 2014 [31].

2.2 - Estrutura de um sistema fotovoltaico integrado em instalação de consumo

Em Março 2014, a Direção Geral de Energia e Geologia publicou os esquemas tipo de produção para autoconsumo com tecnologia solar fotovoltaica. O documento afirma, também, que todas as UPAC devem possuir as proteções legalmente definidas para a interligação com a RESP. Para ligações à RESP, em baixa ou média tensão, em que a proteção de interligação não necessite da função da máxima tensão homopolar, as proteções de interligação podem ser incluídas nos inversores FV [19].

Seguem os três exemplos dos esquemas mais utilizados em UPAC, associadas a instalações elétricas alimentadas pela RESP, os quais passo a apresentar:

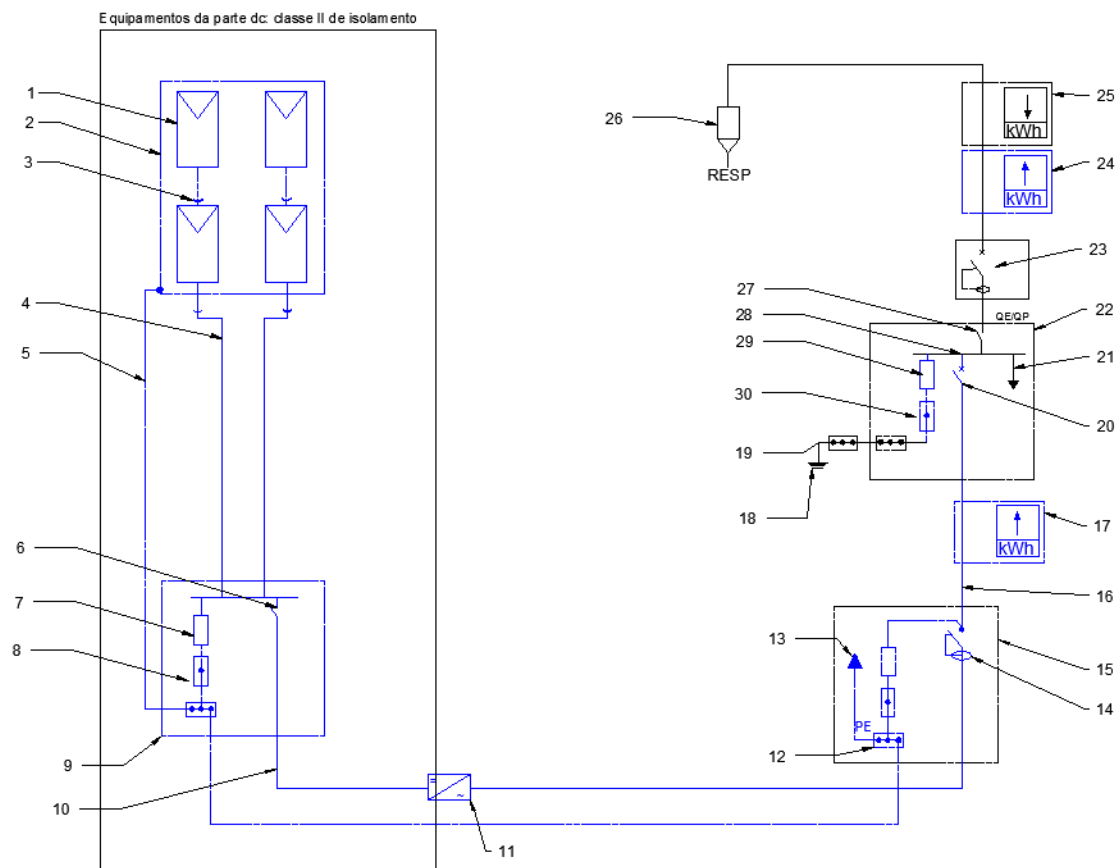


Figura 2.5 - UPAC, de potência superior a 1.5 kW [19].

Tabela 2.5 - Legenda da figura anterior

Legenda:	
1. Modulo PV	2. Estrutura PV
3. Conectores	4. Cabo de cadeia PV
5. Ligação equipotencial	6. Dispositivo de seccionamento e corte
7. Dispositivo de proteção contra as sobrecorrentas (se necessário)	8. Dispositivo de proteção contra as sobretensões (se necessário)
9. Quadro PV DC	10. Cabo principal PV DC
11. Inversor PV com proteção de desacoplamento da RES integrada	12. Terminal de equipotencialidades
13. Condutor de proteção do cabo de alimentação PV	14. Dispositivo de proteção diferencial e seccionamento PV AC
15. Quadro PV AC	16. Cabo de alimentação PV
17. Equipamento de contagem da energia total produzida na instalação PV	18. Eléctrodo de Terra

Legenda:	
19. Terminal principal de Terra	20. Dispositivo de proteção e corte omnipolar da instalação PV
21. Circuito da instalação elétrica de consumo	QE/QP - Quadro de entrada / Quadro parcial da Instalação
23. ACE - Aparelho de corte da entrada (equipamento limitador de potência)	24. Equipamento de contagem da energia excedente da instalação PV
25. Equipamento de contagem da energia da instalação de consumo	26. Portinhola
27. Dispositivo de corte geral da instalação elétrica	28. Ponto de ligação da instalação PV
29. Dispositivo de proteção contra as sobreintensidades (se necessário)	30. Dispositivo de proteção contra as sobretensões (se necessário)

Este esquema representa uma UPAC, com um único grupo PV, de potência superior a 1,5 kW, associada a uma instalação elétrica alimentada pela RESP, em BTN ou BTE.

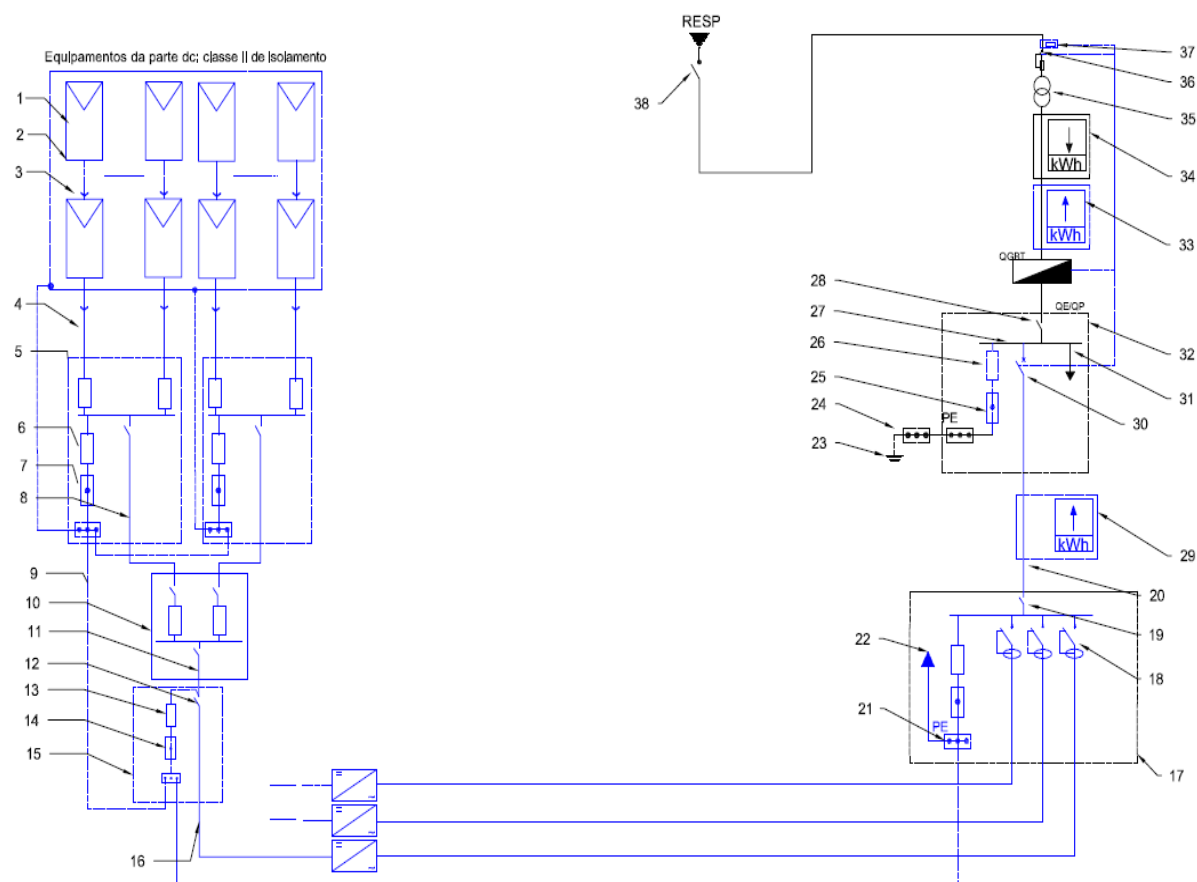


Figura 2.6 - UPAC, associada a uma instalação elétrica alimentada pela RESP em MT, com contagem BT [19].

Tabela 2.6 - Legenda da figura anterior

Legenda:	
1. Modulo PV	2. Estrutura PV
3. Conectores	4. Cabo de cadeia PV
5. Quadro de grupo PV	6. Dispositivo de proteção contra as sobreintensidades (se necessário)
7. Dispositivo de proteção contra as sobretensões (se necessário)	8. Cabo de grupo PV
9. Ligação equipotencial	10. Quadro de gerador PV
11. Cabo de gerador PV	12. Dispositivo de seccionamento e corte
13. Dispositivo de proteção contra as sobreintensidades (se necessário)	14. Dispositivo de proteção contra as sobretensões (se necessário)
15. Quadro PV DC	16. Cabo principal PV DC
17. Quadro PV AC	18. Dispositivo de proteção diferencial e seccionamento PV AC
19. Dispositivo de seccionamento e corte da instalação PV AC	20. Cabo de alimentação PV

Legenda:	
21. Terminal de equipotencialidade	22. Condutor de proteção do cabo de alimentação PV
23. Eléctrodo da Terra	24. Terminal principal de terra
25. Dispositivo de proteção contra as sobretensões (se necessário)	26. Dispositivo de proteção contra as sobreintensidades (se necessário)
27. Ponto de ligação da instalação PV	28. Dispositivo de corte geral da instalação elétrica
29. Equipamento de contagem da energia total produzida na instalação PV	30. Dispositivo de proteção e corte omnipolar da instalação PV
31. Circuitos da instalação elétrica de consumo	32. QE/QP - Quadro de entrada /Quadro parcial da instalação elétrica
33. Equipamento de contagem da energia excedente da instalação PV	34. Equipamento de contagem da energia da instalação de consumo
35. Transformador de potência MT/BT	36. Dispositivo de proteção, corte e secionamento
37. Proteção de máxima tensão homopolar, com atuação no dispositivo de proteção e corte na instalação PV, ou no dispositivo de média tensão ou no QGBT	38. Dispositivo de corte e secionamento

Esta figura representa uma UPAC, associada a uma instalação elétrica alimentada em RESP em MT, com contagem BT.

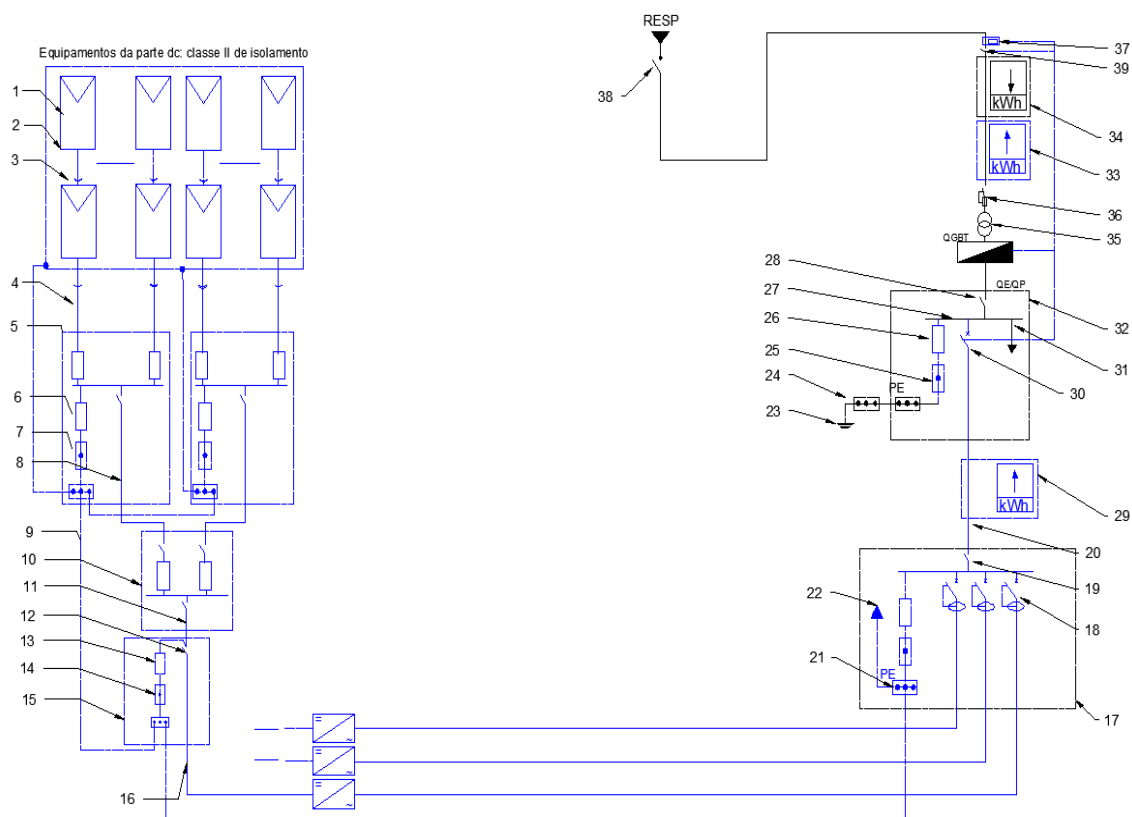


Figura 2.7 - UPAC, associada a uma instalação elétrica alimentada pela RESP em MT, com contagem MT [19].

Tabela 2.7- Legenda da figura anterior

Legenda:	
1. Módulo PV	2. Estrutura PV
3. Conectores	4. Cabo de cadeia PV
5. Quadro de grupo PV	6. Dispositivo de proteção contra as sobrecorrentes (se necessário)
7. Dispositivo de proteção contra as sobretensões (se necessário)	8. Cabo de grupo PV
9. Ligação equipotencial	10. Quadro de gerador PV
11. Cabo de gerador PV	12. Dispositivo de seccionamento e corte
13. Dispositivo de proteção contra as sobrecorrentes (se necessário)	14. Dispositivo de proteção contra as sobretensões (se necessário)
15. Quadro PV DC	16. Cabo principal PV DC
17. Quadro PV AC	18. Dispositivo de proteção diferencial e seccionamento PV AC
19. Dispositivo de seccionamento e corte da instalação PV AC	20. Cabo de alimentação PV

Legenda:	
21. Terminal de equipotencialidade	22. Condutor de proteção do cabo de alimentação PV
23. Eléctrodo da Terra	24. Terminal principal de terra
25. Dispositivo de proteção contra as sobretensões (se necessário)	26. Dispositivo de proteção contra as sobreintensidades (se necessário)
27. Ponto de ligação da instalação PV	28. Dispositivo de corte geral da instalação elétrica
29. Equipamento de contagem da energia total produzida na instalação PV	30. Dispositivo de proteção e corte omnipolar da instalação PV
31. Circuitos da instalação elétrica de consumo	32. QE/QP - Quadro de entrada /Quadro parcial da instalação elétrica
33. Equipamento de contagem da energia excedente da instalação PV	34. Equipamento de contagem da energia da instalação de consumo
35. Transformador de potência MT/BT	36. Dispositivo de proteção, corte e seccionamento
37. Proteção de máxima tensão homopolar, com atuação no dispositivo de proteção e corte na instalação PV, ou no dispositivo de média tensão ou no QGBT	38. Dispositivo de corte e seccionamento
39. Dispositivo de seccionamento	

Esta figura representa uma UPAC, associada a uma instalação elétrica alimentada em RESP em MT, com contagem MT.

Analisando os esquemas acima referidos, percebemos que as ligações e a legislação só permitem um sistema UPAC por instalação, ou seja, não permite que hajam vários quadros distribuídos onde se ligam várias UPAC. Ora, em grandes instalações com elevados níveis de consumo este tipo de instalação traz grandes desvantagens a níveis de perdas e custos da instalação final. Sendo assim, pretendemos com esta dissertação demonstrar que uma solução como a imagem que se segue é uma mais-valia para as instalações.

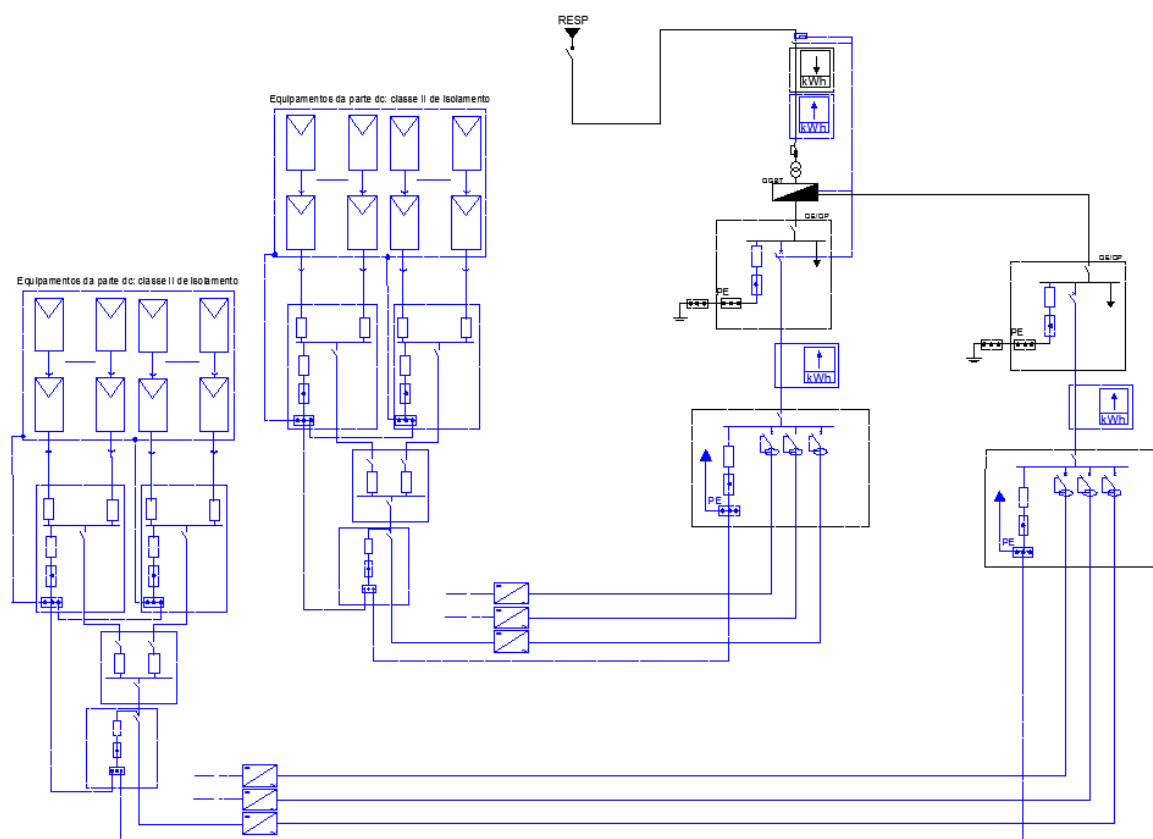


Figura 2.8 - Esquema representativo com mais de uma UPAC por instalação

Os sistemas solares fotovoltaicos são compostos por diversos componentes: painéis solares, strings, quadros elétricos, proteções, inversores e unidades de medição. Juntos, estes componentes, cumprem o objetivo proposto: converter energia elétrica a partir da radiação solar.

A UPAC pode ser ligada à RESP em baixa tensão, normal ou especial, ou em média tensão, com contagem em média ou baixa tensão.

2.2.1- Unidades de medição

A medição da quantidade de energia tanto produzida como consumida é feita normalmente pela leitura de contadores.

No limite podem existir 3 contadores: o contador que representa a energia FV produzida, o contador que representa a energia consumida da RESP e o contador que representa a energia vendida à RESP. No entanto, pode ser utilizado um contador bidirecional que mede a energia consumida e vendida à RESP.

A imagem seguinte evidência um caso de um consumidor residencial que vende energia e consome energia da RESP utilizando um contador bidirecional.

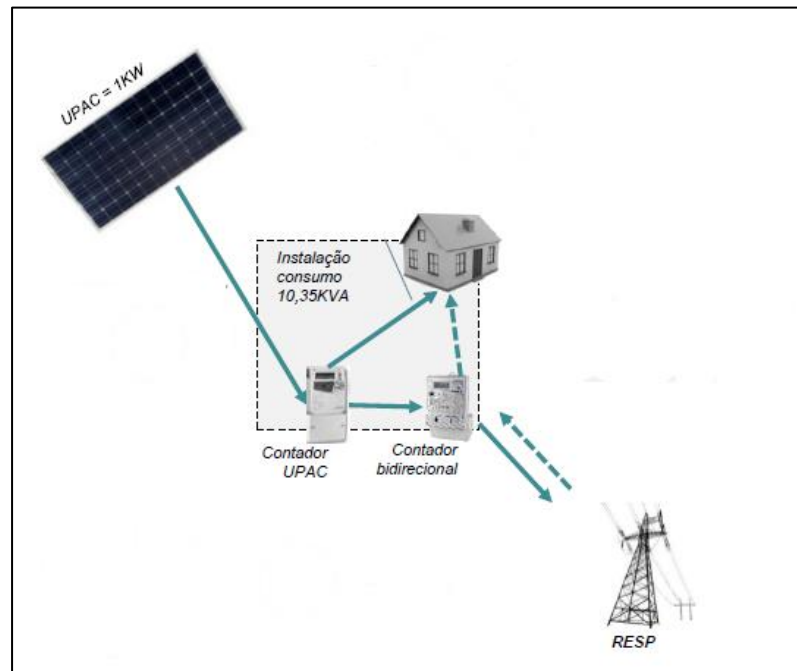


Figura 2.9 - Exemplo da instalação de contadores num consumidor residencial de 10 kVA com UPAC de 1kW [Adaptado de [3]]

No caso de o produtor não pretender injetar energia na RESP, deve ser instalado um sistema que o impeça e, nesse caso, é dispensável a colocação do equipamento de contagem da energia excedente na instalação FV [19].

2.2.2- Proteções

Num sistema de produção solar fotovoltaico, o dimensionamento correto das proteções do sistema é um fator fundamental para o funcionamento do mesmo, tanto para a proteção de bens como de pessoas. Os equipamentos de proteção podem ser: fusíveis, disjuntores, diferenciais e descarregadores de sobretensão.

Relativamente a requisitos de proteções, estes são geridas pela norma IEC 60364-7-712, “Instalações elétricas nos edifícios - requisitos para instalações ou localizações especiais - sistemas solares fotovoltaicos”. Devemos proteger os sistemas, essencialmente, contra: sobrecargas, curto-circuitos e sobretensões.

Existem inúmeras razões para a ocorrência de sobretensões. Podem ser causas internas: defeito dos componentes, erros operacionais, transitórios de comutação; ou causas externas: descargas atmosféricas, flutuação de tensão na rede ou das cargas, transitórios da rede. Para reduzir estas sobretensões podemos usar métodos como: equipotencial das massas, ligação à terra das massas e do sistema, utilização de para-raios e blindagem eletromagnética.

2.2.2.1- Proteções AC

Aparelho de corte de entrada (ACE): Utilizado nas instalações de consumo em BTN. Se o ACE não for dotado de proteção diferencial, esta proteção deve ser garantida pela instalação, elétrica e no caso de [19]:

- a) O dispositivo de proteção diferencial ser colocado no interior do QE, a instalação a montante deste dispositivo deve ser da classe II de isolamento;
- b) O dispositivo de proteção ser colocado entre o ACE e o QE, este dispositivo deve ser instalado num invólucro da classe II de isolamento.

Disjuntores: Aparelhos de proteção contra sobreintensidades, que podem voltar a ser rearmados depois de dispararem. Isolam automaticamente o sistema fotovoltaico da rede elétrica, caso ocorra uma sobrecarga ou um curto-circuito [7].

Descarregador de sobretensões: Protegem os sistemas das sobretensões que devem ser utilizados quando a segurança de bens e/ou a continuidade de serviço forem relevantes.



Figura 2.10 - Descarregador de sobretensões [7].

Quadros elétricos DC: Permitem a ligação das fileiras individuais ligadas entre si, assim como o cabo principal DC. Agrupam os aparelhos de corte e proteção. Frequentemente instala-se um descarregador de sobretensões para conduzir sobretensões para a terra. Por vezes, é também alojado aqui o interruptor diferencial DC [15].

Díodos de bloqueio: Ficam instalados em série com cada fileira. Caso haja curto-circuito ou sombreamento de uma fileira, as restantes continuem em funcionamento. Sem o diodo de bloqueio, a corrente flui no sentido inverso. A tensão destes deverá ser igual ao dobro da tensão em circuito aberto da fileira [15].

2.2.3- Inversores DC/AC

Os inversores têm um papel fundamental em todo o processo de conversão da radiação solar em energia elétrica pois, transformam a corrente contínua que lhe chega dos painéis fotovoltaicos em corrente alternada para seguir para a restante instalação.

Desta forma, assegura que os módulos fotovoltaicos funcionem sempre na sua potência máxima em função da sua radiação e temperatura e monitoriza continuamente a rede de energia. É ainda responsável pelo cumprimento de diversos critérios de segurança [29].

A escolha do inversor deve ter em consideração a potência nominal que a instalação deve gerar, as perdas nos painéis e as perdas nas cablagens. Espera-se também que o inversor tenha um rendimento elevado e uma esperança média de vida útil elevada de forma a reduzir os gastos de manutenção na instalação.

Nas instalações trifásicas alimentadas pela RESP os inversores FV devem ser, em regram trifásicos podendo, até 15A de corrente estipulada (3.45 kVA, em 230V), ser utilizados inversores monofásicos [19].

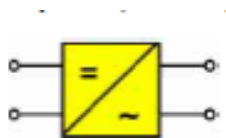


Figura 2.13 - Símbolo representativo do inversor em circuitos elétricos [7]

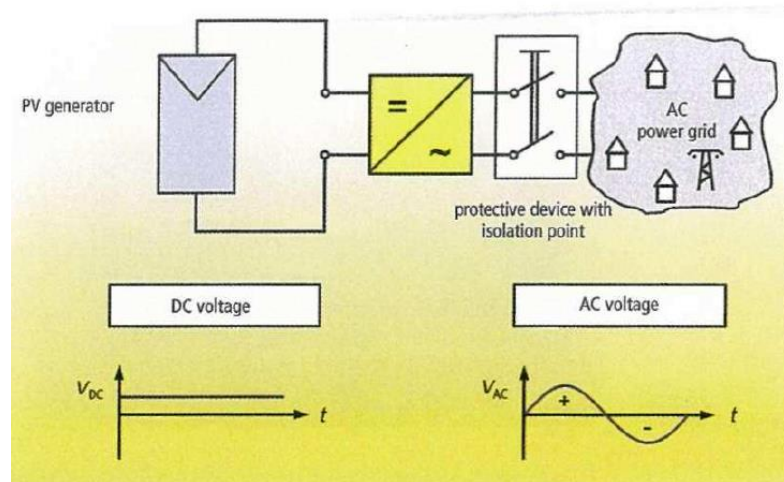


Figura 2.14 - Esquema de um inversor dentro da rede e formas de onda [9]

Principais funções dos atuais inversores [7]:

1. A conversão da corrente DC gerada pelo gerador fotovoltaico em corrente AC;
2. Ajuste do ponto operacional do inversor ao MPP do gerador fotovoltaico;
3. Registo de dados operacionais e sinalização;
4. Dispositivos de proteção AC e DC.

Existem diferentes tipos de inversores, sendo eles:

- Inversores centralizados
- Inversores de linha
- Micro-inversores
- Inversores multi-string
- Inversores mestre-escravo

Inversores centralizados: Numa solução que utiliza este inversor, os painéis estão ligados em série de forma a constituírem strings que depois são ligadas a um único inversor (central), de potência aproximadamente igual ao do gerador fotovoltaico. Por norma, estes inversores tem as seguintes características: são robustos, altamente eficientes e baratos. Contudo, apresentam uma diminuição de rendimento quando incompatíveis entre módulos e sombreamento parcial e obrigam a usar secções de cabos maiores devido às elevadas correntes. Geralmente são inversores de grandes dimensões e isso implica que sejam colocados em lugares próprios, por vezes afastados do gerador fotovoltaico, implicando a utilização de caixas de

derivação e de um ou vários cabos principais DC, dependendo do número de entradas do inversor.

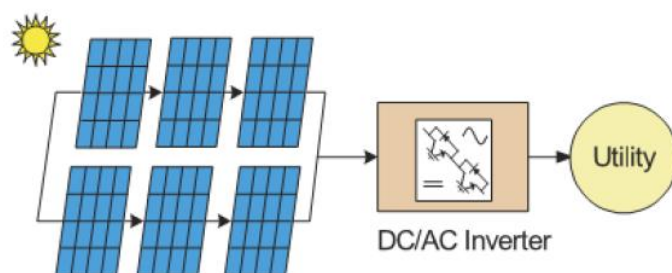


Figura 2.15 - Esquema exemplificativo do inversor central [26].

Inversores de linha: Os inversores de linha (ou de *string*) são inversores semelhantes à solução de inversor centralizado, contudo cada conjunto de *strings* é associado a um inversor. Esta solução permite reduzir o impacto de sombreamento parcial e incompatibilidades de módulos. As correntes são menores pelo que podem ser usados cabos com menor seção.

Esta solução é económica para a instalação, simples e com bom nível de otimização.

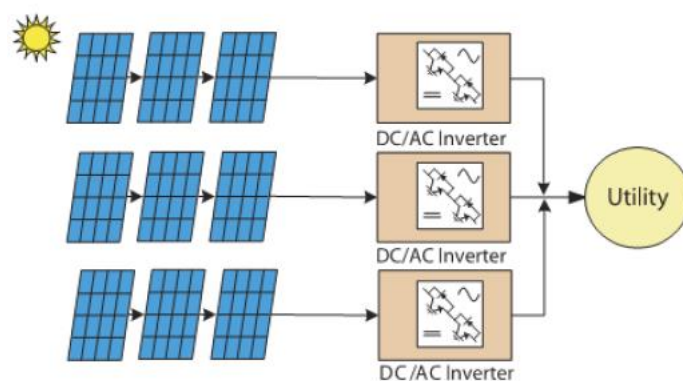


Figura 2.16 - Inversor de fileira [26].

Inversores multi-*string*: Esta solução permite utilizar inversores ligados à *string* que depois serão ligados a um inversor centralizado. Assim, podemos utilizar diferentes tipos de painéis fotovoltaicos ao longo da instalação e diferentes orientações.

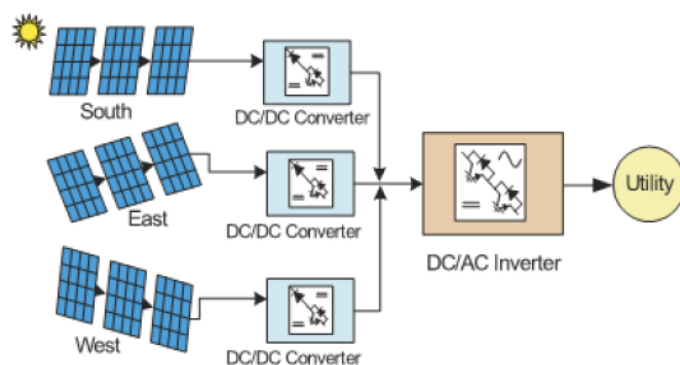


Figura 2.17 - Inversores multi-string [26].

Micro-inversor: Esta solução instalar um inversor por módulo fotovoltaico. Esta denominação deve-se às suas reduzidas dimensões físicas e devidos às baixas potências. Este tipo de inversor permite tornar cada painel independente dos demais, ou seja, caso um painel seja atingido por sombreamento não irá prejudicar os outros. Sendo assim, o utilizador pode optar por investimento inicial menor e depois ir aumento a instalação.

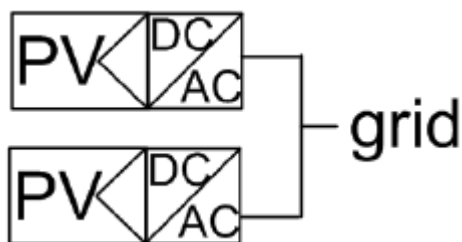


Figura 2.18 - Micro-inversor [27]

Inversores mestre-escravo: Quando a radiância é reduzida, apenas operam dos dispositivos mestres. Quando a radiância aumenta, atinge-se a potência limite do dispositivo mestre, sendo então acionado o primeiro dispositivo escravo. De modo semelhante, o crescente aumento da radiância conduz à sucessiva entrada em operação dos restantes dispositivos escravos. Este conceito permite otimizar a eficiência global do sistema [7].

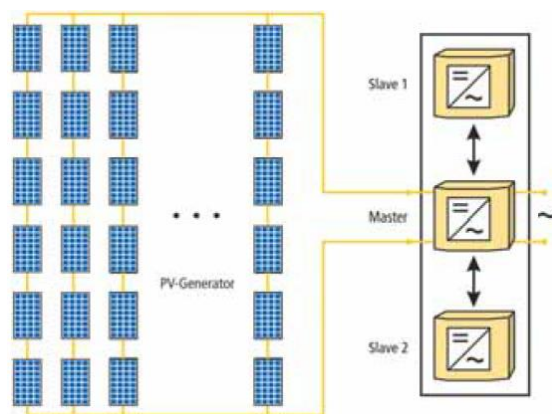


Figura 2.19 - Configuração do inversor mestre-escravo [7]

2.2.4- String

Numa instalação fotovoltaica, a associação de painéis fotovoltaicos em série constituem aquilo que designamos por fileiras ou string. São cabos dimensionados pelo projetista da instalação que ligam “grupos” de painéis fotovoltaicos entre si até ao inversor DC/AC. O número de painéis por string e o número de string irá depender da tensão do sistema.

A figura seguinte representa a associação em serie de n painéis:

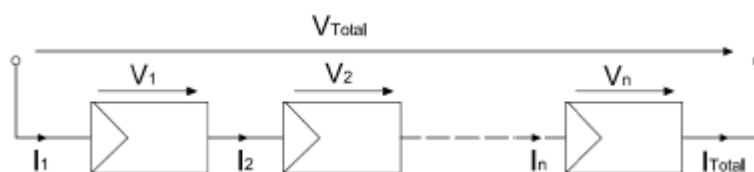


Figura 2.20 - Representação em série de n painéis [15].

2.2.5- Painéis Solares

Os painéis solares são um componente imprescindível no processo de geração de energia elétrica a partir da radiação solar, pois estes são compostos por módulos fotovoltaicos que são compostos por células fotovoltaicas responsáveis por todo o processo de conversão de energia.

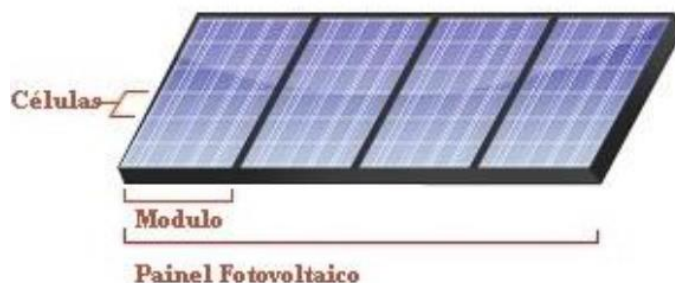


Figura 2.21 - Composição do painel fotovoltaico [15]

Consoante a sua ligação, em série ou paralelo o rendimento dos módulos pode melhorar ou piorar. A associação de módulos em série é tipicamente designada de string ou fileira, permite variar a tensão final do sistema e manter constante a corrente. Devem ser utilizados módulos com a mesma potência para a minimização de perdas de potências no sistema [15].

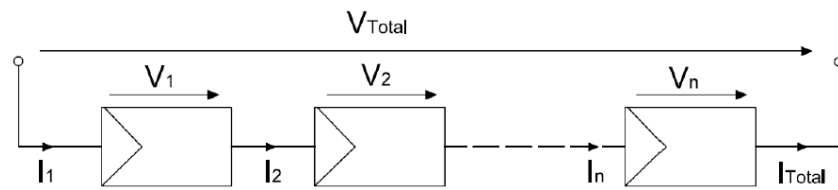


Figura 2.22 - Ligação de em série de módulos fotovoltaicos [15].

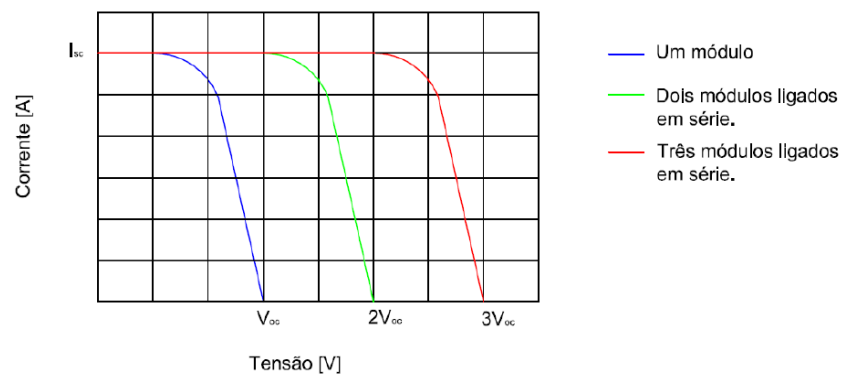


Figura 2.23 - Variação da tensão e corrente consoante o nº de módulos ligados em série [15].

Por outro lado, a associação de módulos em paralelo faz com a tensão se mantenha constante e a corrente total varie, como se pode observar nas imagens seguintes.

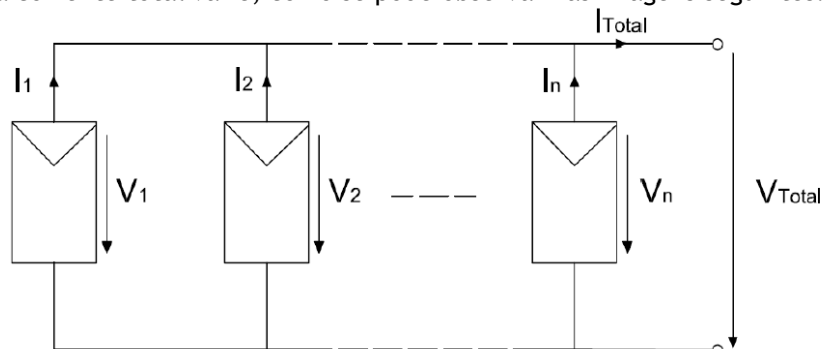


Figura 2.24 - Ligação de em paralelo de módulos fotovoltaicos [15].

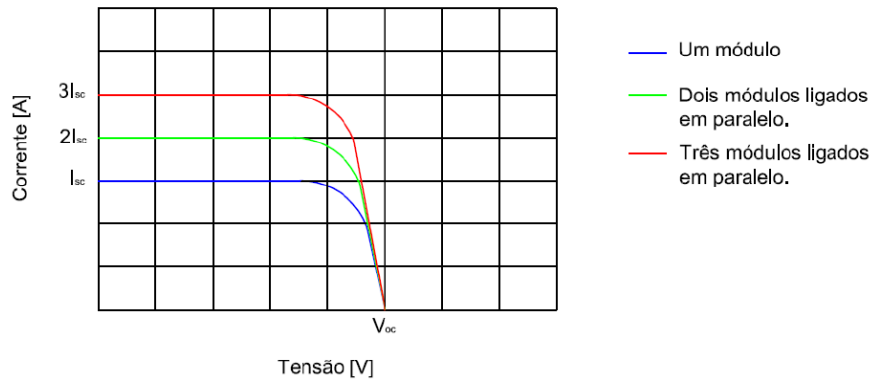


Figura 2.25 - Variação da tensão e corrente consoante o nº de módulos ligados em série [15].

Relativamente à localização, os painéis podem ser integrados facilmente nos edifícios:

- Nas fachadas:
 - Utilizado para médias potências;
 - Integrado nos edifícios;
 - Desvantagem: Perdas devido à orientação dos edifícios;

Quando instalados nas fachadas dos edifícios, os sistemas FV, além de produzir energia, têm ainda, função de proteção climatérica, isolamento térmico e acústico, sombreamento e segurança. [7]



Figura 2.26 - Utilização de painéis solares em fachadas de edifícios

- Em telhados inclinadas:
 - Utilizado para médias potências;
 - Fácil de montar e de fazer manutenção;
 - Evita sombreamentos;
 - Previne roubos;



Figura 2.27 - Montagem de painéis solares em superfícies inclinadas (telhados) [9]

- Em telhados planos:
 - Ter em atenção o sombreamento;
 - Fácil de montar e de fazer manutenção;
 - Previne roubos;
 - Utilizado para médias potências;
 - Utiliza para apoios para provocar orientação

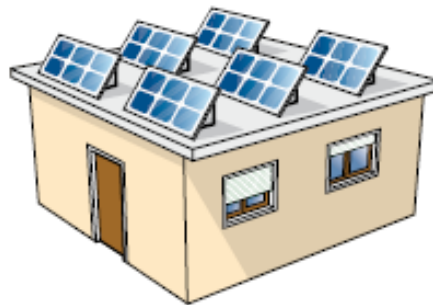


Figura 2.28 - Montagem de painéis solares em superfícies planas [28].

2.2.6- Quadros elétricos

Os quadros elétricos agrupam os diferentes componentes destinados a proteger, comandar ou a controlar o sistema. Aqui encontram-se os dispositivos de proteção dos circuitos elétricos contra sobreintensidades e para a proteção das pessoas contra contactos diretos e indiretos [4].



Figura 2.29 - Quadro elétrico de uma instalação com as devidas proteções

2.2.7- Condutores e cabos elétricos

Os condutores utilizados nas instalações elétricas são geralmente de cobre ou alumínio e podem ser rígidos ou flexíveis, unifilares ou multifilares.

Nas instalações DC, as cores mais utilizadas são o vermelho (condutor positivo) e o preto (condutor negativo). Enquanto nas instalações AC trifásicas utiliza-se o azul para o condutor neutro, o preto, castanho e cinza para as fases e as cores verde e amarelo para a ligação à terra.

Para garantir o correto funcionamento de uma instalação fotovoltaica é necessário garantir o correto funcionamento de três tipos de cabo [7]:

- Cabos de fileira entre painéis - ligam os painéis à caixa de junção. São cabos aplicados no exterior com o objetivo de proteger a instalação contra falhas de terra e curto-circuitos. Devido às altas temperaturas, normalmente utilizam-se cabos solares;
- Cabo principal DC - este cabo estabelece a ligação entre a caixa de junção e o inversor;
- Cabo do ramal AC - este cabo liga o inversor à rede recetora, através de equipamentos de proteção.

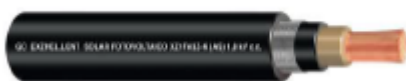


Figura 2.30 - Exemplo de um condutor DC [15].

2.3 - Modelização elétrica de um sistema fotovoltaico integrado em edifício de consumo

Nesta secção da respetiva dissertação vamos analisar o estado da arte acerca da modelização de sistemas fotovoltaicos. O objetivo desta modelização é encontrar uma resposta para fazer a respetiva simulação do possível comportamento do sistema. Há a ter em conta que uma simulação não é o comportamento do sistema mas sim, um estudo desse possível comportamento.

2.3.1- Modelização do Painel Fotovoltaico

Como já referido anteriormente, o painel fotovoltaico é constituído por células fotovoltaicas. Para fazer a modelização deste componente é necessário conhecer o comportamento do componente menor.

Numa versão mais simples, não se consideram as perdas, representando-as como fonte de corrente e um diodo. A fonte de corrente diz respeito à corrente elétrica gerada pela célula quando exposta à luz solar. O diodo representa a junção p-n que é atravessada por uma corrente de diodo [15].

Assim sendo, a figura seguinte mostra o circuito equivalente da célula fotovoltaica, representando o modelo ideal (sem perdas):

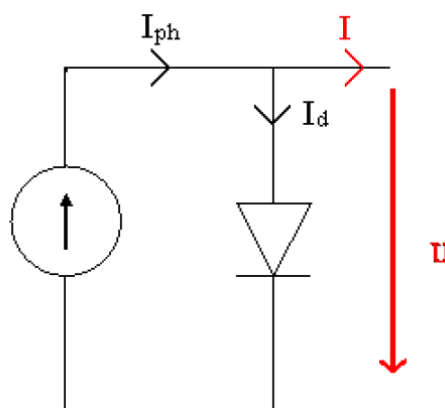


Figura 2.31 - Circuito equivalente (ideal) de uma célula fotovoltaica [15]

Pela análise do circuito, verificamos que existe uma corrente I_{ph} , designada por fotocorrente que representa a corrente gerada no momento em que há a conversão de radiação solar em energia elétrica, e uma corrente no diodo I_d , semelhante à de um diodo diretamente polarizado. Este modelo é um modelo ideal em que não se consideram as perdas.

A corrente que chega à carga é dada pela seguinte expressão:

$$I = I_{ph} - I_d \quad (2.1)$$

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V}{nV_t}} - 1 \right) \quad (2.2)$$

Em que,

$$V_t = \frac{kT}{q} \quad (2.3)$$

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V}{nV_t T/q}} - 1 \right) \quad (2.4)$$

Onde,

I - Corrente recebida pela carga (A);

I_{ph} - Corrente fotovoltaica (A);

I_d - Corrente no díodo (A);

I_0 - Corrente inversa de saturação do díodo (A);

V - Tensão de saída (V);

n - Fator de idealidade do díodo varia entre 1 (tensões altas) e 2 (tensões baixas);

V_t - Tensão térmica (V);

k - Constante de Boltzman;

T - Temperatura da célula (K)

q - Carga do eletrão

Numa visão mais realista existem perdas que ocorrem quer por via de tensão, quer por via de corrente. Por isso, na figura seguinte está representado o circuito equivalente da célula contemplando as perdas.

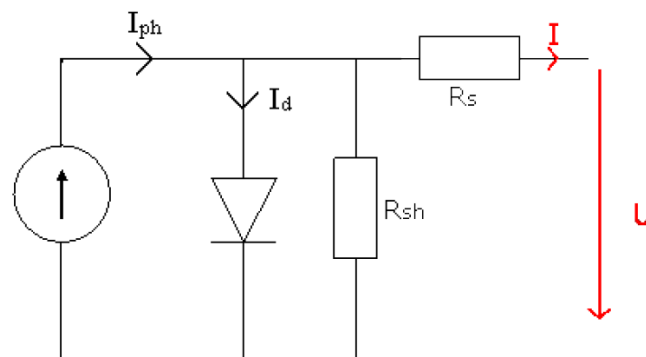


Figura 2.32 - Modelo da célula fotovoltaica [15]

No circuito representado, R_{sh} representa as perdas devido a correntes parasitas que circulam na célula enquanto, R_s representa as perdas de joule do material (perdas de tensão).

Refazendo as equações anteriores adicionando estas novas variáveis, o valor da corrente absorvida pela carga, fica [15]:

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V+I R_s}{nV_t T/q}} - 1 \right) - \frac{V+I R_s}{R_{sh}} \quad (2.5)$$

Onde:

R_s - Resistência série

R_{sh} - Resistência shunt ou resistência em paralelo

2.3.2- Modelização de Cargas Elétricas

Num sistema elétrico, as cargas podem ser representadas das mais diversas formas. Podem ser motores, equipamentos de aquecimento, iluminação, ou então uma variedade imensa de equipamento eletrónico. Por outro lado, pode simplesmente, representar a potência ativa e reativa consumida por todos os equipamentos que existem no sistema. A modelização de cargas pode tornar-se bastante complexa, uma vez que a carga composta é sensível às flutuações de tensão e frequência.

O comportamento real da carga tem uma estreita relação com a tensão que lhe é aplicada, assim a tensão na rede está relacionada com a composição da carga que nela está presente. Diferentes tipos de carga têm diferentes comportamentos no sistema [16].

A representação da composição da carga continua a ser uma área de grande incerteza, a forma exata de modelizar essas cargas é difícil de encontrar devido a fatores como [16]:

- Grande e variado número de componentes de carga;
- Localização das cargas em instalação do cliente;
- Alteração dos componentes de carga com as indicações de tempo, de dia da semana, estação do ano e a sua própria modificação ao longo do tempo;
- Falta de informação precisa na composição de cada uma das cargas.

Uma carga pode ser constituída pela combinação de diferentes componentes, em parte resistiva, indutiva e/ou capacitiva. A componente resistiva está relacionada com o consumo de energia ativa e as componentes, indutiva e capacitiva estão relacionadas com a utilização de energia reativa. A relação entre estas componentes das cargas presentes na rede define o fator de potência do consumo dessa rede. O fator de potência da carga pode ser calculado como o cosseno do ângulo entre a potência aparente e a potência ativa. Para o bom funcionamento da rede elétrica estas duas componentes da carga devem ser compensadas mutuamente. Como apenas a energia ativa produz trabalho as cargas idealmente devem funcionar com fator de potência próximo de 1 [16].

A modelização das cargas pode ser feita utilizando métodos matemáticos ou por medição direta.

Como modelos matemáticos, pode ser:

- Estáticos
 - Modelo exponencial
 - Modelo polinomial
- Dinâmicos
- Termostáticos

Modelos de carga estáticos são definidos por equações algébricas. Modelos de carga dinâmicos são definidos por equações diferenciais que capturam a evolução da carga no tempo [17].

2.3.2.1- Modelos matemáticos

Um modelo de carga é uma forma de representar matematicamente a relação existente entre a tensão e a potência ou a corrente que circula para a carga. Estes modelos são baseados no conhecimento dos componentes da carga [16].

As cargas que podem ser representadas por uma função algébrica por uma função algébrica da tensão são aqui consideradas como cargas estáticas. No caso das cargas dinâmicas é necessário modelizar explicitamente os componentes rotacionais como motores de indução ou síncronos [16].

2.3.2.1.1- Modelos estáticos

Normalmente os modelos estáticos são usados para cargas estáticas - invariantes no tempo -, ou seja, cargas com componente maioritariamente resistiva como iluminação ou aquecimento.

Os modelos estáticos expressam os valores de potência ativa e reativa absorvida pela carga para um dado instante de tempo através de uma função algébrica da tensão e da frequência para um dado instante de tempo [16].

A figura seguinte mostra um modelo de carga estático que fornece potência ativa para variações na tensão e frequência [17].

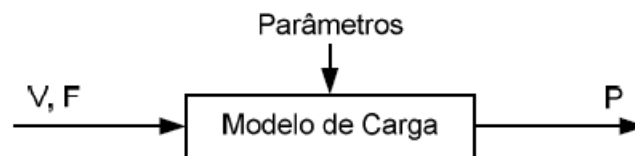


Figura 2.33 - Modelos de carga estáticos [17].

Nos modelos estáticos de representação de cargas individuais é geralmente feita a divisão em três categorias dependendo da sua variação em função da tensão [16], como mostra o gráfico seguinte:

- Modelo de carga com potência constante;
- Modelo de carga com corrente constante;
- Modelo de carga com impedância constante.

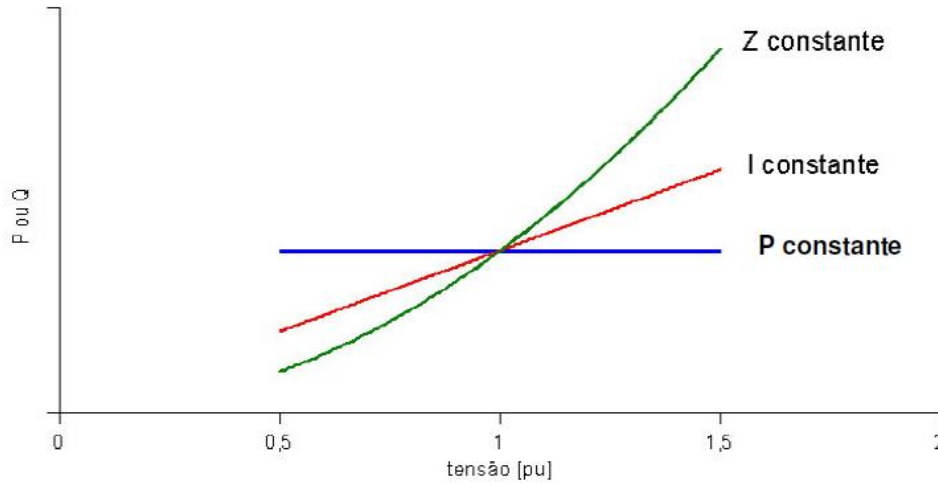


Figura 2.34 - Representação dos três modelos (Z, I e P constante) [18]

Um modelo de carga com potência constante representa uma situação em que a potência não varia com a alteração da tensão. Assim são representadas cargas em que a potência de que necessitam está bem definida e não pode ser alterada, como fontes de alimentação eletrônicas [16].

No caso em que a corrente é constante a potência varia diretamente com a tensão. Aqui são representados alguns tipos de fontes de alimentação, muitos sistemas de galvanização entre outros [16].

Para o modelo estático de carga com impedância constante a potência varia diretamente com o quadrado da tensão. Nesta parcela do modelo são representadas cargas como lâmpadas incandescentes, aquecedores sem termóstato e outros tipos de cargas resistivas não controladas [16].

Modelo Polinomial

O modelo polinomial considera que a potência de carga num barramento i é dada por uma relação polinomial com a tensão [16]:

$$P_{Li} = P_0 \left[a_1 + a_2 \left(\frac{V_i}{V_0} \right) + a_3 \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^2 \right] \quad (2.6)$$

$$Q_{Li} = Q_0 \left[a_4 + a_5 \left(\frac{V_i}{V_0} \right) + a_6 \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^2 \right] \quad (2.7)$$

Onde:

P_0 e Q_0 representam os valores das potências ativas e reativas para a tensão estipulada V_0 ;

V_0 representa a tensão estipulada (em geral 1 p.u.);

P_{Li} e Q_{Li} são as potências absorvidas pela carga a uma tensão V_i ;

No caso de este modelo representar um equipamento elétrico específico, V_0 corresponde à sua tensão estipulada, P_0 e Q_0 correspondem à potência consumida à tensão estipulada [16].

Pelas equações anteriores podemos verificar que os termos a1 e a4 representam a potência constante, a2 e a5 a corrente constante e por fim, a3 e a6 representam a impedância constante [16].

O modelo polinomial é comumente denominado modelo ZIP, uma vez que representa a carga através das suas parcelas de impedância (Z), corrente (I) e potência constante (P). Apesar de este modelo ser um clássico na representação de cargas e muitos programas computacionais o adotarem, o mesmo não apresenta uma boa precisão na estimativa da maioria das cargas existentes no SEE [18].

Na tabela seguinte, estão representados alguns parâmetros a utilizar neste modelo.

Tabela 2.8 - Parâmetros do modelo polinomial [16]

Tipos de Carga	So (VA)	fp	Potência Activa			Potência Reactiva		
			Z	I	P	Z	I	P
Lâmpadas incandescentes	100	1,00	0,64	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00
Lâmpada fluorescente compacta	18	0,91	-0,30	1,36	-0,05	0,60	-1,08	0,04
Lâmpada fluorescente convencional (balastro magnético)	151	0,49	0,34	1,31	-0,65	3,03	-2,89	0,86
Fluorescente com balastro electrónico	56	0,86	0,35	0,72	-0,04	0,28	-0,90	0,03
Lâmpada de halogénio	100	1,00	0,66	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00
Aquecedor de ambiente	1200	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Secador	4900	1,00	1,02	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00
Forno	3050	1,00	0,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Carregador de bateria	6430	0,76	3,51	-3,94	1,43	5,80	-7,26	2,47
Ventoinha	145	0,97	0,87	0,14	-0,01	0,11	0,16	-0,01
Máquina de lavar roupa	654	0,61	0,05	0,31	0,63	-0,56	2,20	-0,65
Máquina de lavar louça	500	0,99	0,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Microondas	1361	1,00	-2,78	6,06	-2,28	0,00	0,00	0,00
Frigorífico e congelador	1030	0,84	1,19	-0,26	0,07	0,59	0,65	-0,24
Computador	150	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,15

Os coeficientes do modelo apresentados na tabela anterior são obtidos com base em medições experimentais, estes coeficientes são calculados de forma a representarem a curva de potência em função da tensão para a carga específica [16].

Modelo exponencial

No modelo exponencial, visto que a variação da carga com a tensão é muito mais significativa que a variação da carga com a frequência, vários autores desprezam esta parcela, sem prejuízo considerável na precisão dos resultados [18], sendo assim:

$$P_{Li} = P_0 \left[\left(\frac{V_i}{V_0} \right)^\alpha \right] \quad (2.8)$$

$$Q_{Li} = Q_0 \left[\left(\frac{V_i}{V_0} \right)^\beta \right] \quad (2.9)$$

α e β são parâmetros exponenciais que descrevem o comportamento da carga perante variações de tensão de operação. Dependem do tipo de carga que está a ser representada. Para modelos de carga com potência constante $\alpha = \beta = 0$ (potências não variam com a tensão e a carga consome sempre a mesma potência), para corrente constante $\alpha = \beta = 1$ (potências

variam linearmente com a tensão), para impedância constante $\alpha = \beta = 2$ (potências variam com o quadrado da tensão) [16].

Na tabela seguinte estão representados alguns valores parametrizados de α e β .

Tabela 2.9 - Expoentes para os diferentes tipos de carga [16]

Tipos de Carga	α (potência activa)	β (potência reactiva)
Lâmpadas incandescentes	1,54	0,00
Lâmpadas fluorescentes compactas	0,95 - 1,03	0,31 - 0,46
Lâmpadas fluorescentes convencional	2,07	3,21
Ar condicionado central	0,20	2,20
Ar condicionado para quartos	0,50	2,50
Bomba do sistema de aquecimento	0,20	2,50
Resistência para aquecimento ambiente	2,00	0,00
Aquecedor de água	2,00	0,00
Ventilador de forno	0,08	1,60
Carga de bateria	2,59	4,06
Frigorífico e congelador	0,80	2,50
Máquina de lavar louça	1,80	3,50
Máquina de lavar roupa	0,08	1,60
Máquina de secar roupa	2,00	3,30
Pequenos motores industriais	0,10	0,60
Grandes motores industriais	0,06	0,50
Bomba de água para irrigação	1,40	1,40

2.3.2.1.2- Modelos dinâmicos

Os modelos dinâmicos são modelos que expressam a potência ativa e reativa para um qualquer instante em função da tensão e da frequência de instantes passados e presentes. [16]. Estes modelos são definidos por equações diferenciais que capturam a evolução da carga no tempo. Simulações dinâmicas detalhadas exigem modelos de carga dinâmicos [17].

Muitos componentes do sistema de energia respondem dinamicamente a distúrbios não sendo as suas repostas instantâneas. Dependendo da natureza das perturbações na rede e do objetivo do estudo, este tipo de modelos pode assumir maior ou menor importância [16].

2.3.2.2- Modelos utilizando medição direta

Estes modelos recorrem à obtenção de dados a partir do sistema real usando métodos de medição. São recolhidos os dados da potência ativa (P) e da potência reativa (Q), variando os níveis de tensão, gradualmente.

Depois de feitas as medições os dados são tratados de forma a obter parâmetros e assim caracterizar o comportamento da carga. Com recurso à medição direta obtém-se uma representação real da carga, estando no entanto essa medição sujeita às suas variações naturais (variando com condições ambientais, dias da semana, etc.). Este não é um modelo físico, é um modelo empírico construído por regressão das variáveis medidas [16].

2.3.3. Modelização de perdas dos cabos da instalação de consumo

Como já referido anteriormente, na instalação de consumo a corrente elétrica é alternada. Logo as perdas nos cabos AC calcula-se do seguinte modo [15]:

$$Perdas_{AC}(W) = \frac{\sqrt{3} \times L \times I_{nAC}^2 \times \cos \varphi}{S_{AC} \times \sigma} \quad (2.10)$$

Onde:

- L - Comprimento do cabo (metros);
- I_{nAC} - Corrente nominal AC do inversor;
- S_{AC} - Secção do cabo;
- σ - Condutividade do condutor (56m/Ωmm² para o cobre 34m/Ωmm² para o alumínio);
- $\cos \varphi$ - Fator de potência.

2.3.4. Modelização de perdas no transformador do PT

O transformador é uma máquina estática, isto é, não tem peças em movimento, que baseia o seu funcionamento na indução magnética. Este aparelho destina-se a elevar ou baixar o valor de uma tensão ou de uma corrente.

As perdas que ocorrem nos transformadores são fundamentalmente de dois tipos [20]:

- Perdas no ferro
- Perdas no cobre

2.3.4.1- Perdas no ferro

As perdas no ferro podem também ser designadas por perdas em vazio e representam-se por Po. São aproximadamente constantes qualquer que se seja o regime de funcionamento do transformador.

Ocorrem devido à corrente de magnetização do núcleo e apresentam duas componentes [20]:

- Devido às correntes de Foucault
- Devido às perdas por histerese

2.3.4.2- Perdas no cobre (ou nos enrolamentos)

São perdas por efeito Joule devidas à passagem das correntes de magnetização e de carga, variando fortemente com o regime de carga do transformador [20].

Podem ser calculadas através da seguinte expressão:

$$P_{cu} = I^2 * R \quad (2.11)$$

Onde:

- R representa a resistência do material
- I corrente que circula

2.3.4.3- Perdas totais

As perdas totais de um transformador são a soma das perdas no cobre com as perdas no ferro. Sendo assim:

$$P_{perdas} = P_0 + P_{cu} = P_0 + (I^2 * R) \quad (2.12)$$

2.4 - Trânsito de potência radial

2.4.1- A importância do trânsito de potências

A recente mudança no paradigma organizacional dos sistemas de energia elétrica, em que se passou de um sistema no qual a produção e o consumo de energia elétrica se encontravam perfeitamente identificados, e no qual os fluxos de energia tinham apenas uma direção e um sentido, para um sistema de produção distribuída, que se encontra muitas vezes embebida nos próprios consumidores, originando fluxos de energia multidirecionais, veio evidenciar ainda mais a necessidade de compreensão e de análise dos sistemas de energia elétrica e do desenvolvimento de ferramentas que apoiem essa atividade [11].

O trânsito de potências¹ considera as potências ativas e reativas dos geradores como as variáveis de controlo, as tensões nos barramentos como as variáveis de estado e as potências ativa e reativa das cargas como variáveis de perturbação [11].

O cálculo do trânsito de potências é um dos estudos mais importantes realizados na análise de sistemas elétricos e é utilizado intensamente nas fases de planeamento, projeto e exploração de uma rede elétrica [10].

¹ Também se utiliza o termo Fluxo de Cargas e, mais recentemente, Fluxo de Potências. Neste trabalho usar-se-á o termo Trânsito de Potências.

O problema da resolução do trânsito de potências é não-linear e deve ser resolvido com métodos numéricos apropriados. Relativamente ao planeamento, o TP é usado:

- Na expansão do sistema produtor;
- Em decisões sobre expansão e reforço do sistema de transporte;
- Na expansão e reforço de redes de distribuição;
- Em estudos de interligação.

Na fase de exploração é bastante útil [14]:

- Na monitorização das variáveis sujeitas a limite (correntes nas linhas, transformadores e tensões nos barramentos);
- Na comparação de estratégias de exploração (custos, perdas);
- Na análise das consequências de saídas programadas e forçadas de componentes;
- Em simulação *on-line* e *off-line* do estado do sistema;
- Na incorporação em outros estudos (Estabilidade, Despacho).

Para a resolução de um TP precisamos de conhecer:

- Impedâncias de todos os elementos da rede;
- Potências ativas e reativas de todos os elementos da rede;
- Tensão (em modulo) nos barramentos com dispositivos de controlo de tensão.

Os dados que obtemos do TP são [10]:

- Amplitude e argumento das tensões em todos os barramentos;
- Potência ativa e reativa produzida e consumida em todos os barramentos;
- Potências injetadas nas extremidades dos elementos (linhas e transformadores) da rede;
- Potência reativa produzida e consumida por todos os dispositivos de compensação existentes na rede;
- Perdas totais.

Dos múltiplos componentes do sistema, apenas são considerados os nós (barramentos) e os ramos (linhas, transformadores e bateria de condensadores), uma vez que a aparelhagem de corte e proteção e outros elementos não têm influência no resultado [12].

2.4.2- Explicação do algoritmo para o cálculo do TP radial

A explicação que se segue do algoritmo de trânsito de potências em redes radiais é baseada no trabalho acadêmico desenvolvido na FEUP [13].

Este método é baseado na aplicação iterativa de um algoritmo para redes radiais lineares que usa a representação da rede como uma árvore orientada [13].

Na apresentação linear apresentada, a carga ligada ao barramento k pode ser representada como um bipolo do seguinte tipo:

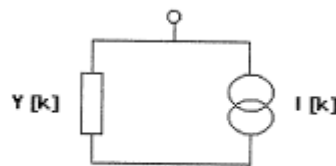


Figura 2.35 - Circuito a ser estudado [13].

Considerando:

- $I[k]$ nulo para os consumidores e conhecido em amplitude e fase para os nós produtores. Tratando de barramentos consumidores, este valor é igual a zero.
- $Y[k]$ é conhecido tanto para os produtores como para os consumidores

Fases distintas do algoritmo: “Drop” e “Pick”.

Fase de Drop: Calcula-se para cada nó k , novos valores de $Y[k]$ e $I[k]$, que representam respetivamente a admitância e a fonte de corrente equivalente da subárvore de que k é a raiz [13]. Este cálculo efetua-se das “folhas” para a raiz da árvore, juntando para cada nó k a sua contribuição para os valores de Y e I do seu antecessor. Para juntar a contribuição do barramento k ao barramento antecessor $f[k]$ reparemos na figura seguinte [13]:

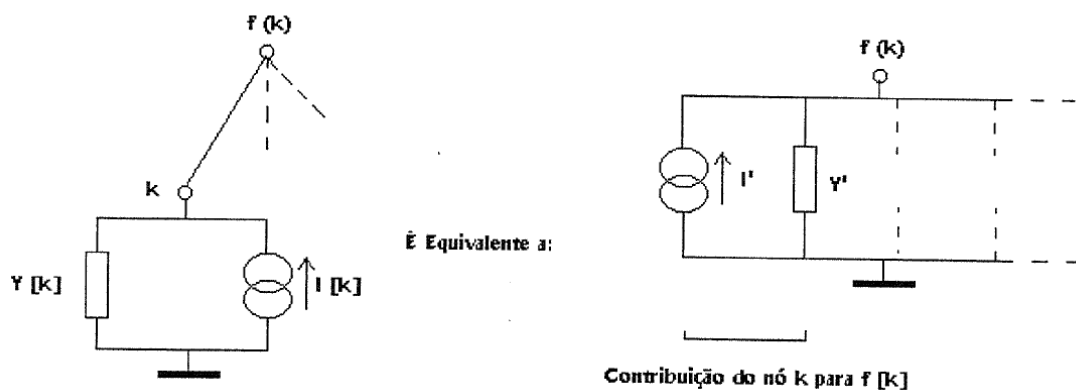


Figura 2.36 - Representação da fase Drop [13]

Utilizam-se as seguintes fórmulas para calcular Y' e I' :

$$Y' = \frac{Y[k]}{1+Y[k]*I[k]} \quad (2.13)$$

$$I' = \frac{I[k]}{1+Y[k]*I[k]} \quad (2.14)$$

Os valores de $Y[k]$ e de $I[k]$ representam já toda a subárvore de que k é a raiz pois incluem já as contribuições dos descendentes de k [13].

Fase de Pick: Uma vez calculados os valores de $Y[r]$ e $I[r]$ (e portanto também $V[r]$, tensão na raiz), a árvore é percorrida em sentido inverso (da raiz para as folhas), calculando as tensões em cada nó visitado. Portanto, pretendemos calcular $V[k]$ a partir de $V[f[k]]$ do seu antecessor [13]:

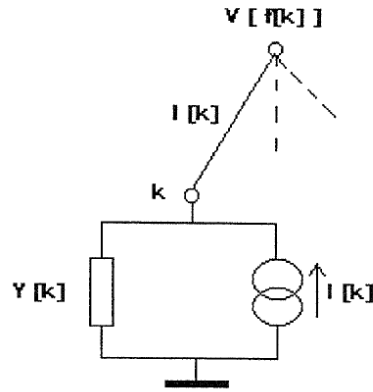


Figura 2.37 - Representação da fase Pick [13]

Calcula-se o valor de $V[k]$ através de:

$$V[k] = \frac{V[f[k]] + I[k]*I[k]}{1 + Y[k]*I[k]} \quad (2.15)$$

Se a rede fosse linear, uma aplicação do algoritmo anterior seria suficiente. Na prática, as condições impostas são não lineares [13].

De cada vez que existe uma iteração, há que corrigir os valores de $Y[k]$ e $I[k]$ para os novos valores da tensão $V[k]$ calculados [13].

Calcula-se o erro da seguinte maneira:

$$Erro = \sum_{n=1}^{n=N} |V^n[k] - V^{n-1}[k]| \quad (2.16)$$

Em que N representa o número de nós na rede. Normalmente pretende-se um valor de erro reduzido, o que faz aumentar o número de iterações a realizar.

Capítulo 3

Caso de estudo FEUP - dimensionamento do sistema fotovoltaico

Para obter os resultados pretendidos foi necessário dimensionar um caso de estudo, neste caso, a FEUP. No capítulo que se segue, está explicado o dimensionamento do sistema fotovoltaico da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

A FEUP é uma instituição pública que promove o ensino, a investigação e a inovação tecnológica, por isso, tem muita afluência populacional durante o dia. Antevê-se que o recurso fotovoltaico será uma mais-valia na poupança da fatura energética.

Em primeiro lugar será avaliado o recurso solar disponível na localização da instalação, será estudado o melhor local para instalação dos painéis fotovoltaicos e posteriormente, será elaborado o dimensionamento do sistema solar fotovoltaico. O dimensionamento envolve a escolha dos painéis, dos inversores, da seção dos cabos e das proteções ao sistema.

3.1 - Avaliação do recurso solar

Portugal é um país com forte exposição solar e temperaturas amenas, por isso é favorável à exploração deste tipo de energia. Recorrendo à ferramenta online, o Solargis, é possível ter uma noção sobre a irradiação solar em Portugal. Como já era esperado, a região Norte tem a irradiação mais baixa, aumentado em direção a Sul.

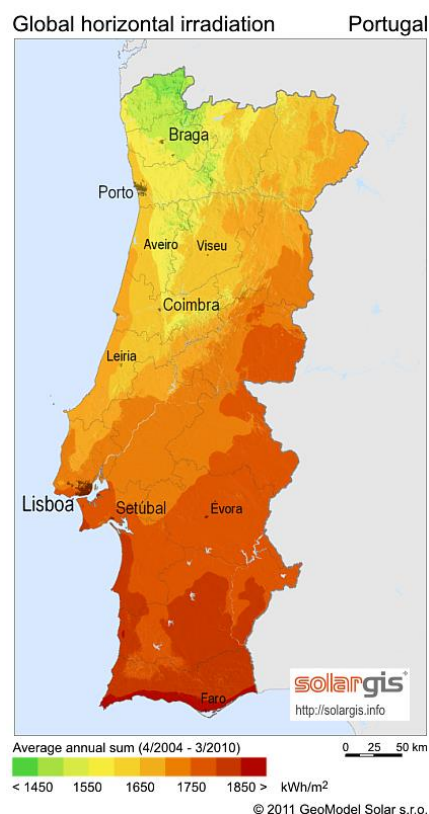


Figura 3.1 - Irradiação solar em Portugal - Solargis

Antes de proceder ao dimensionamento do sistema e à aquisição e instalação do material é necessário fazer um cuidadoso estudo sobre a irradiação solar disponível no local, o qual será fundamental para potenciar o sistema e não fazer dele um investimento danoso.

Existem 3 tipos de irradiação [35]:

- **Irradiação Direta:** irradiação proveniente diretamente do sol, segundo a sua direção.
- **Irradiação difusa:** deve-se à existência de nuvens, não tendo uma direção específica.
- **Irradiação refletida no albedo:** refletida na superfície terrestre, aproveitada pelos painéis fotovoltaicos. Está dependente das características do solo em redor do painel (refletividade).

A irradiação total aproveitada pelo painel será a soma dos três tipos de irradiação referidas anteriormente.

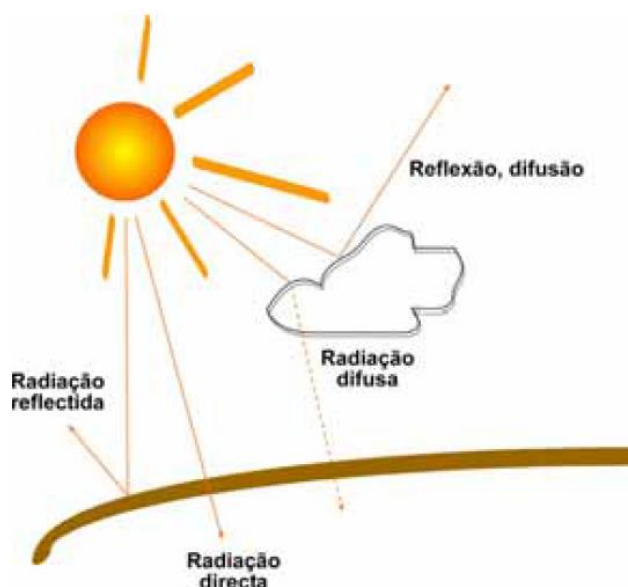


Figura 3.2 - Diferentes tipos de radiação [7].

Além da irradiação solar é necessário ter em conta a posição do sol relativamente aos painéis. A norte do hemisfério, os painéis devem ser orientados a sul e a sul do hemisfério os painéis devem ser orientados para norte.

A localização do Sol pode ser definida em qualquer local, pela sua altura e pelo seu azimute. No campo da energia solar, o Sul é referido geralmente como $\psi=0$. O símbolo negativo é atribuído aos ângulos orientados a Leste $\psi=-90^\circ$ e o símbolo positivo aos ângulos orientados a Oeste $\psi=90^\circ$ [7].

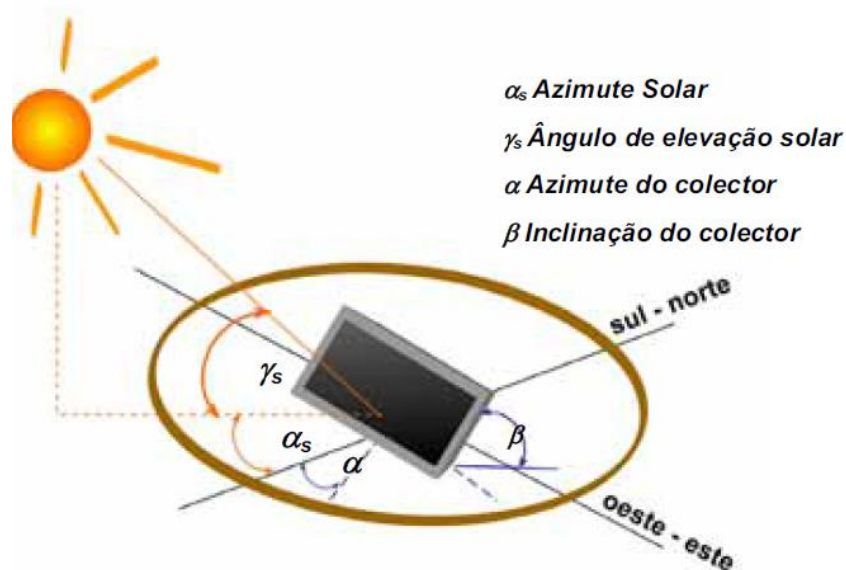


Figura 3.3 - Representação dos ângulos [7].

Recorrendo à ferramenta online PVGIS® [30] para avaliar o recurso solar existente no local, permite estimar os valores da irradiação médios com base num histórico de medidas efetuadas nas estações meteorológicas. Os dados de entrada são: localização da instalação, tecnologia dos painéis a instalar, potência a instalar, estimativa de perdas, posição e inclinação dos painéis.

Pelos resultados do PVGIS®, obtemos que a inclinação ótima para orientação dos painéis é de 35°, outros dados relevantes encontram-se na tabela seguinte:

Tabela 3.1 - Dados retirados do PVGIS

Fixed system: inclination=35°, orientation=0°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	1250.00	38900	3.19	98.8
Feb	1730.00	48500	4.46	125
Mar	2080.00	64600	5.51	171
Apr	2120.00	63500	5.69	171
May	2290.00	71100	6.22	193
Jun	2350.00	70400	6.48	194
Jul	2460.00	76100	6.74	209
Aug	2440.00	75600	6.75	209
Sep	2290.00	68600	6.27	188
Oct	1820.00	56400	4.85	150
Nov	1390.00	41700	3.58	107
Dec	1180.00	36500	2.99	92.6
Yearly average	1950	59300	5.23	159
Total for year		712000		1910

Da tabela anterior é possível retirar os seguintes dados:

- **Ed:** Corresponde à média diária da produção de eletricidade para cada mês do sistema, mede-se em kWh;
- **Em:** Corresponde à produção média mensal de eletricidade por parte do sistema, mede-se em kWh;
- **Hd:** É a média diária da irradiação por m² no local de instalação do sistema, mede-se em kWh/m²;
- **Hm:** É a média mensal recebida por m² no local da instalação do sistema, mede-se em kWh/m².

3.2 - Localização geográfica e caracterização da instalação

A FEUP localiza-se na zona Norte de Portugal Continental, mais precisamente na Rua Dr. Roberto Frias s/n, nas seguintes coordenadas geográficas: 41.1780,-8.5980 e é alimentada pela subestação de Paranhos.

A rede elétrica da FEUP é composta por 3 postos de transformação com 2 transformadores cada de 800kVA cada, o que faz uma potência instalada de 4.8 MVA, que se organiza da seguinte forma:

- Razão de transformação dos PTs é de 15/0.4 kV;
- Reatância de fugas dos transformadores são de 5%;
- O PT1 alimenta quadros de alguns edifícios do bloco A, parte do B, E, F, G e O.
- O PT2 alimenta quadros do edifício C, D, I, L e N;
- Enquanto o PT3 alimenta os restantes edifícios: H, J e M;
- O PT2 e o PT3 estão mais perto dos edifícios que à partida necessitam de mais energia como o CICA e o departamento de Eletrotécnica e Computadores.

A localização dos PTs e dos armários de entrada dos edifícios encontra-se mapeado na imagem seguinte:

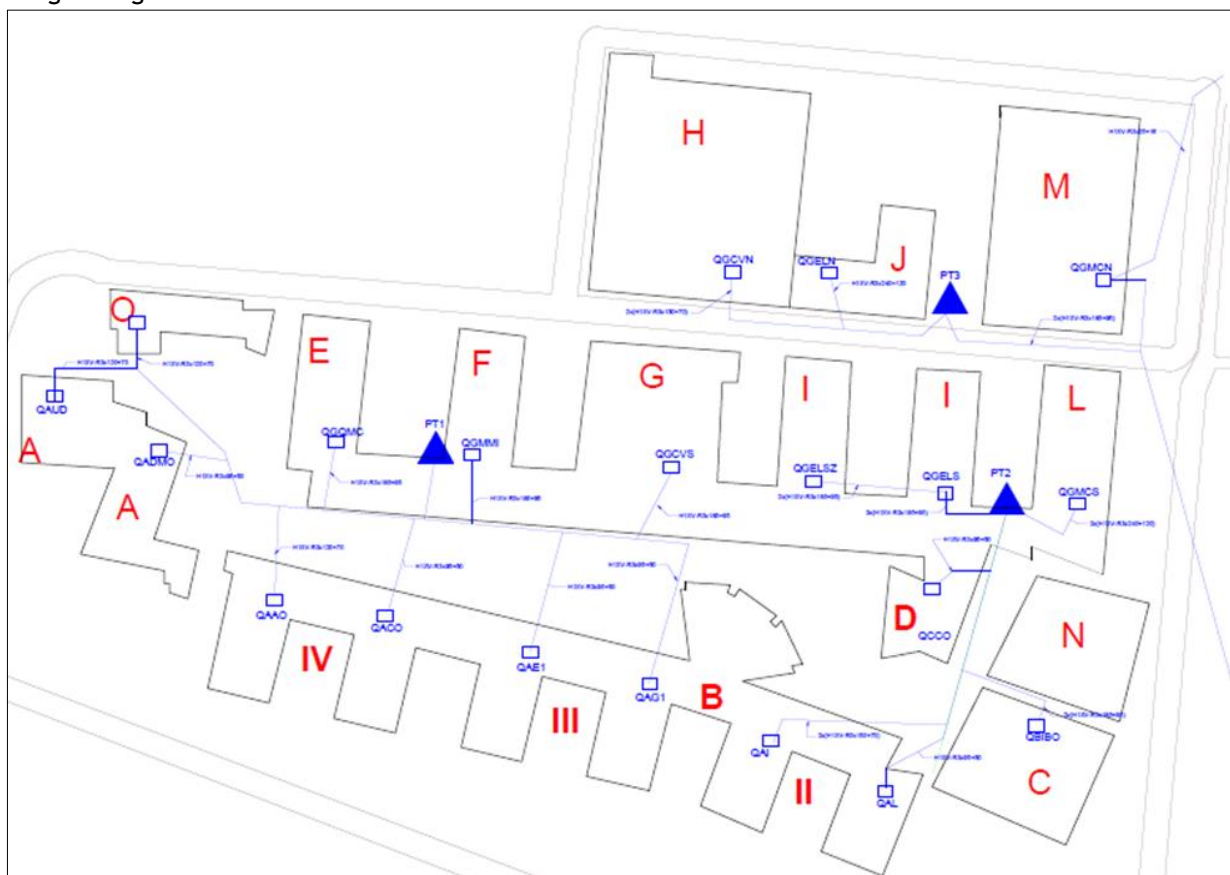


Figura 3.4 - Mapa da FEUP e localização dos PTs e quadros de entrada de edifícios feito em autocad®

Tabela 3.2 - Legenda dos edifícios

A	Administrativo
B	Aulas
C	Biblioteca
D	CICA
E	Química
F	Minas e Metalurgia
G	Civil
I	Eletrotécnica
L	Mecânica
H	Civil Norte
J	Eletrotécnica Norte
M	Mecânica Norte
O	Cafetaria

Tabela 3.3 - Características dos cabos de baixa tensão da FEUP

PT	Quadro	Distância (m)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Designação do cabo	Corrente Máx. Admissível por cabo (A)
1	QGMMI	154.14	0.164	0.0742	H1XV-R3*185+95	233
1	QACO	213.10	0.320	0.0762	H1XV-R3*95+50	157
1	QAAO	243.24	0.253	0.0740	H1XV-R3*120+70	180
1	QAE1	279.91	0.320	0.0762	H1XV-R3*95+50	157
1	QGCVS	301.73	0.164	0.0742	2*(H1XV-R3*185+95)	233
1	QADMO	303.27	0.320	0.0762	H1XV-R3*95+50	157
1	QAUD	303.28	0.253	0.0740	H1XV-R3*120+70	180
1	QGQMC	364.58	0.164	0.0742	3*(H1XV-R3*185+95)	233
1	QCAFE	396.58	0.253	0.0740	H1XV-R3*120+70	180
1	QAG1	408.49	0.320	0.0762	H1XV-R3*95+50	157
2	QGELS	57.13	0.164	0.0742	3*(H1XV-R3*185+95)	233
2	QCCO	105.01	0.320	0.0762	H1XV-R3*95+50	157
2	QGELSZ	166.43	0.164	0.0742	3*(H1XV-R3*185+95)	233
2	QBIBO	236.15	0.164	0.0742	2*(H1XV-R3*185+95)	233
2	QGMCS	250.15	0.125	0.0752	2*(H1XV-R3*240+120)	273
2	QAL1	280.34	0.320	0.0762	H1XV-R3*95+50	157
2	QAI1	356.90	0.206	0.0745	2*(H1XV-R3*150+70)	206
3	QGELN	142.54	0.125	0.0752	H1XV-R3*240+120	273
3	QGCVN	234.23	0.206	0.0745	2*(H1XV-R3*150+70)	206
3	QGM CN	280.87	0.164	0.0742	3*(H1XV-R3*185+95)	233

Na tabela acima estão representados algumas características dos cabos BT da instalação, assim como a distância ao PT. A tabela seguinte refere-se aos cabos MT que interligam os postos de transformação.

Tabela 3.4 - Características dos cabos de média tensão da FEUP

PT	PT	Distância (m)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Designação do cabo	Corrente Máx. Admissível (A)
1	2	603.94	0.125	0,106	LXHIOV 1*240	440
1	3	559.54	0.125	0,106	LXHIOV 1*240	440

Para visualizar a área geral da instalação podemos recorrer-se a ferramentas como o Google Earth® ou o Bing Maps®. A imagem que se segue foi retirada do Bing Maps® e percebemos que embora o edifício ocupe uma grande área geográfica, os espaços disponíveis para a instalação de painéis fotovoltaicos é reduzida, muitos dos telhados são ocupados por condutas e outras canalizações.

Os parques de estacionamento dos automóveis - alunos e docentes - serão uma mais-valia para aumentar a potência fotovoltaica instalada.



Figura 3.5 - Vista aérea da FEUP, retirado de Bing Maps

3.3 - Características dos equipamentos selecionados - painéis fotovoltaicos e inversores

A escolha dos equipamentos é um fator muito importante durante o processo de implementação de um sistema fotovoltaico. Quando se escolhe um painel fotovoltaico deve-se ter em conta a eficiência, a qualidade dos materiais e o tipo de célula. Todas as características tornam o sistema único.

Além do painel, a escolha do inversor também envolve uma grande decisão. O inversor é responsável por fazer a ligação entre o sistema fotovoltaico DC e a restante ligação a jusante AC.

3.3.1 Painéis fotovoltaicos

O painel escolhido para este projeto foi o MPrime Mseries 3R plus da Martifer com uma potência máxima de 250 Wp. A folha de característica do painel encontra-se como anexo deste documento. Estes painéis são bastante robustos e suportam diversas condições climáticas como o granizo ou neve e possuem uma superfície interna que aumenta a radiação solar absorvida.

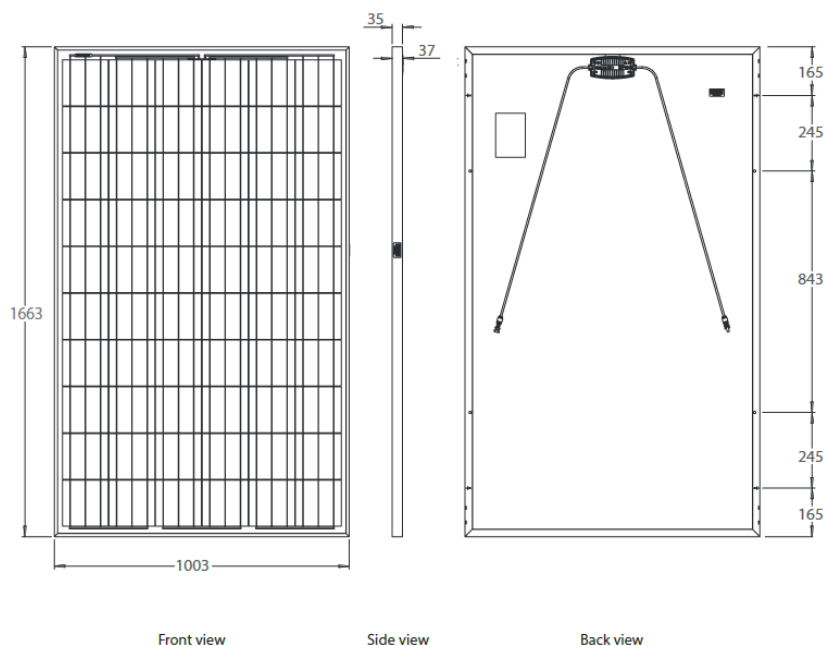


Figura 3.6 - Vista frontal, lateral e traseira do painel escolhido, imagens retiradas da folha de características do fabricante.

No caso dos parques de estacionamento, utilizar-se-á estruturas designadas por SmartPart. São componentes da mesma empresa, existem de vários tamanhos, onde cabem 1, 2 ou 4 carros e são adequadas a espaços como parques de estacionamento de automóveis ligeiros. Como é possível observar na imagem seguinte.



Figura 3.7 - Exemplo da instalação de um SmartPark num arque de estacionamento

3.3.1.1 Sombreamento (Cálculo da distância entre fileiras)

Após verificar que a inclinação ótima dos painéis será de 35° e verificando na imagem 39 que os telhados onde vamos instalar os painéis são planos é necessário criar estruturas para apoiar os painéis. Contudo existe uma limitação que é o sombreamento de uns painéis em relação aos outros, principalmente os que ficam uns à frente dos outros.

O cálculo correto da distância de sombreamento faz com que sejam minimizadas as perdas e os custos da instalação total. Assumindo a dimensão dos painéis $1.663 \times 1.003 \text{ m}^2$, dispostos na vertical e uma inclinação de 35° , obtemos o seguinte valor:

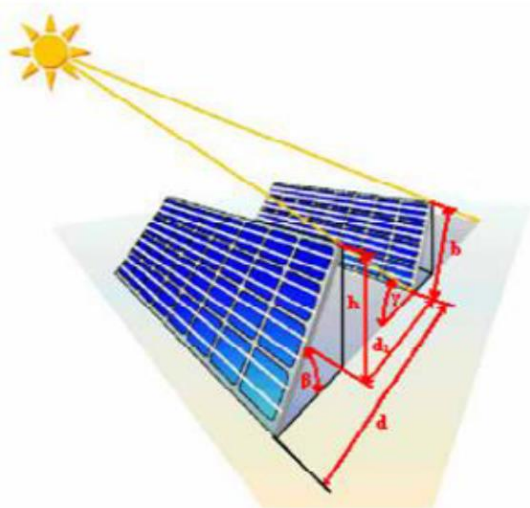


Figura 3.8 - Imagem ilustrativa do distanciamento entre painéis

$$d = \frac{b \cdot \sin(180^\circ - \beta - \gamma)}{\sin \gamma},$$

Em que:

- d - Distância entre fileiras;
- b - Largura do painel;
- β - Valor mínimo de altura solar que estamos dispostos a tolerar no γ sombreamento (35°);
- γ - Inclinação solar mínima que se está disposto a tolerar (ângulo sombra 20°).

$$d = 3.98 \text{ metros}$$

Além das sombras provocadas pelos próprios painéis uns aos outros, existe toda a estrutura envolvente que pode prejudicar a instalação, até porque os edifícios têm uma variedade imensa de alturas. Por exemplo, o edifício da biblioteca é mais alto que o edifício das aulas (bloco B).

Para analisar estas situações, foi utilizado a ferramenta Google Sketchup. Este programa permitiu desenhar todo o edifício da faculdade em 3D com as dimensões aproximadas da realidade o mais possível e analisar a trajetória do sol para os diversos meses do ano em diferentes horas do dia.

Com base nessa análise e considerando as limitações de dimensionamento que se seguem foram instalados os painéis nos edifícios, o que permitiu fazer uma simulação visual do aspeto final.

3.3.2 Inversor

Como já referido anteriormente, o inversor é um componente muito importante no sistema solar fotovoltaico porque estabelece a ponte entre os painéis fotovoltaicos e a restante ligação transformando a corrente contínua em corrente alternada e, os escolhidos são da marca SMA, da gama Sunny Tripower.



Figura 3.9 - Imagem do inversor a utilizar

Dentro deste modelo existem vários níveis de potência, que será escolhida mediante cada caso.

Estes inversores foram escolhidos devido a algumas vantagens que passo a enunciar [32]:

- Eficiência de 98.2%;
- Detecção automática de falhas na string;
- Monitorização da corrente na string;
- Comunicação Bluetooth.

3.3.3 Ligação dos painéis

Como cada equipamento tem as suas características ideias de funcionamento é necessário calcular alguns valores, tais como, número mínimo e máximo de painéis por fileira e número de fileiras em paralelo por cada entrada do inversor.

3.3.3.1 Número mínimo de painéis por string

O número mínimo de painéis por string obtém-se através do quociente entre a tensão mínima de funcionamento do inversor e a tensão mínima de funcionamento do painel. Quando o painel funciona à temperatura máxima ocorre a tensão mínima de funcionamento.

No verão, os módulos instalados no telhado podem estar sujeitos a temperaturas superiores a 70 °C. Esta temperatura serve geralmente de base para determinar o número mínimo de módulos de uma fileira [7].

$$V_{Mpp}(70^{\circ}C) = \left(1 - \frac{\Delta T * \beta}{100}\right) * V_{MPP} = \left(1 - \frac{45 * (-0.313)}{100}\right) * 30.11 = 34.51 V \quad (3.1)$$

$$N_{painéis/string}^{min} = \frac{V_{min inv}}{V_{MPP(70^{\circ}C)}} \approx 17 \quad (3.2)$$

3.3.3.2 Número máximo de painéis por string

Segundo [3], para saber qual o número de painéis que podemos ligar em série, recorre-se à situação em que a temperatura dos módulos é de -10°C , resultante do seu comportamento na estação fria. Um baixo valor de temperatura está relacionado com um aumento de tensão.

O número máximo de painéis por string é calculado pela divisão entre a tensão de entrada do inversor e a tensão em circuito aberto do painel à sua temperatura mínima (-10°C).

$$V_{CA}(-10^{\circ}\text{C}) = \left(1 - \frac{\Delta T * \beta}{100}\right) * V_{CA} = \left(1 - \frac{35 * (-0.313)}{100}\right) * 37.21 = 41.41 \text{ V} \quad (3.3)$$

$$N_{\text{painéis/string}}^{\text{max}} = \frac{V_{\text{máx DC inv}}}{V_{CA}(-10^{\circ}\text{C})} \approx 24 \quad (3.4)$$

3.3.3.3 Número máximo de fileiras

Devemos verificar se em algum momento a corrente do gerador fotovoltaico ultrapassa o limite máximo da corrente de entrada do inversor. O número máximo de fileiras deverá ser igual ao quociente entre os valores máximos da corrente do inversor e da fileira de módulos [7].

$$n_{\text{fileiras}} < \frac{I_{\text{max}}}{I_{n \text{ fileira}}} \quad (3.5)$$

$$n_{\text{fileiras}} < 3.98$$

$$n_{\text{fileiras}} = 3$$

O número máximo de fileiras por inversor será de 3. Em que, $I_{\text{max}}(A)$ representa a corrente máxima do inversor e $I_{n \text{ fileira}}(A)$ corresponde à corrente na fileira.

3.4 - Dimensionamento de strings (cabo DC)

Avaliado o recurso solar da localização da instalação fotovoltaico e escolhidos os equipamentos a utilizar, segue-se o dimensionamento da cablagem do sistema. Os cabos DC são todos os cabos entre os módulos e o inversor.

Os cabos DC utilizados nesta instalação serão do tipo “TOP SOLAR PV ZZ-F (AS)” da empresa Top Cable.

3.4.1 Verificação da condição de sobrecarga

Em primeiro lugar, procede-se à verificação da condição de sobrecarga.

De acordo com a norma IEC 60364-7-712, o cabo da fileira tem de ser capaz de transportar 1,25 vezes a corrente de curto-circuito do gerador, e estar protegido contra falhas de terra e curto-circuitos [7].

$$I_{max}(A) = I_{cabo} = I_{sc} * 1.25 \quad (3.6)$$

3.4.2 Cálculo da seção do cabo

Calcula-se a seção do cabo, através da seguinte fórmula:

$$S \text{ (mm}^2\text{)} > \frac{2 * L * I_{max}}{1\% * N_s * V_{MPP} * \sigma} \quad (3.7)$$

Onde:

- L - comprimento do cabo, em metros;
- N_s - N° de painéis por strings;
- V_{MPP} - Valor da tensão proveniente da fileira
- σ - Condutividade do material (neste caso cobre - 56 m/ Ω mm²)
- O fator 2x deve-se ao facto do condutor ser de ida e volta

De seguida é necessário verificar na tabela 14 se a corrente correspondente a essa seção cumpre a condição:

$$I_{cabo} \leq I_z \quad (3.8)$$

Onde, I_z corresponde à corrente máxima admissível do cabo, consoante a condição de instalação do cabo (enterrado ou ao ar livre) e a sua secção.

Caso não cumpra as condições é necessário aumentar a seção do cabo.

Tabela 3.5 - Características dos cabos DC

Cross-section mm ²	Open air A	Surface A	Voltage drop V/A·km
1 x 2,5	41	33	23,0
1 x 4	55	44	14,3
1 x 6	70	57	9,49
1 x 10	98	79	5,46
1 x 16	132	107	3,47
1 x 25	176	142	2,23
1 x 35	218	176	1,58

3.4.3 Fusíveis de fileira

Conforme [4], em sistemas com três ou menos fileiras, os fusíveis de fileiras não são necessários uma vez que com este número de fileiras não é possível gerar um corrente de defeito suficiente que induza correntes inversas passivas de causar um mau funcionamento do sistema.

3.4.4 Verificação da condição da queda de tensão

Esta condição impõe que se verifique uma queda de tensão inferior (em percentagem) a uma queda de tensão máxima tabelada.

Neste caso, a queda de tensão máxima é de 3% (da tensão nominal).

$$\Delta U = 2 * L * \Delta V(cabo) * I_{max} \quad (3.9)$$

Onde, L é o comprimento do cabo, ΔV é retirado da tabela 3.5 e I_{max} é calculado no ponto 3.4.1.

3.4.5 Caixa de junção

A caixa de junção deve existir sempre que exista mais que uma fileira. A caixa deve possuir uma proteção de classe II, resistente a choques mecânicos. Esta caixa deverá agrupar os aparelhos de corte e os fusíveis de fileira, caso existam. Deve possuir um descarregador de sobretensões para a terra ou um condutor de terra ligado à caixa.

3.4.6 Interruptor principal DC

A principal função do interruptor principal DC é isolar o gerador fotovoltaico durante a instalação, reparação ou manutenção dos mesmos. Normalmente este interruptor é colocado dentro da caixa de junção, mas não deve ser utilizado para substituir os aparelhos de corte.

De acordo com a norma europeia IEC 60364-7-712, deve ser instalado um aparelho de corte geral entre o gerador fotovoltaico e o inversor. Este interruptor DC de corte bipolar, de forma a separar o circuito positivo do negativo, deve ser dimensionado para a tensão máxima do circuito aberto do gerador solar à temperatura de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($V_{oc}(PV\text{ }-10\text{ }^{\circ}\text{C})$) e para 125 % da corrente máxima do gerador ($I_{cc\text{ PV}}$) [4] [7].

$$I_{DC\text{ IC}} = 1,25 * I_{cc\text{ PV}} \quad (3.10)$$

3.4.7 Díodos de bloqueio

Os díodos de bloqueio utilizam-se em sistemas fotovoltaicos com inversores centrais. E com módulos sujeitos a um sombreamento considerável, bem como sistemas que não cumpram a proteção de classe II. Estes serão, juntamente com um dissipador de calor, incluídos na caixa de junção [35].

Estes dispositivos atuam na presença de curto-circuito ou sombreamento de uma fileira. Assim sendo, não existe correntes a circular no sentido inverso.

A tensão de bloqueio dos díodos é dada pela expressão: $2 * M * V_{CA}$. Onde, M é módulos na fileira.

3.4.8 Resumo do sistema

Segue-se o resumo de quantidades do sistema instalado por edifício, qual o quadro a que vai ligar, o nº de painéis instalados, a potência instalada, o nº de inversores e a potência de cada inversor.

Os painéis instalados nos parques de estacionamento vão ligar diretamente aos postos de transformação mais próximos, uma vez que têm uma corrente de serviço bastante elevada para a instalação existente.

Tabela 3.6 - Resumo do sistema fotovoltaico

Edifício	Nº Painéis	Pot. Instalada (kW)	Quadro	Nº inversores	Pot. Inversor (kW)
B1	60	15	QAAO	1	15,34
B2	60	15	QACO	1	15,34
B3	60	15	QAE1	1	15,34
B4	60	15	QAG1	1	15,34
B5	60	15	QAI	1	15,34
B6	60	15	QAL	1	15,34
Biblioteca	60	15	QBIBO	1	15,34
Eletro. Norte 1	51	12.75	QGELN	1	15,34
Civil Norte 1	94	23.50	QGCVN	2	12,25
Civil Norte 2	162	40.50	QGCVN	3	15,34
Mecânica Norte 1	31	7.750	QGMCN	1	10,20
Mecânica Norte 2	66	16.50	QGMCN	3	17,41
Parque Docentes	1080	54	PT1	6	10,20
		216		24	10,20
G	60	15	QGCVS	1	15,34
Parque Alunos	1980	495	Pt3	55	10,20
I	21	5.25	QGELSZ	1	10,20

Como já referido foi desenhado o modelo da FEUP em 3D para estudar sombreamentos, mas esse modelo também serviu para visualizar o aspeto final da instalação, como se pode ver pelas imagens seguintes:



Figura 3.10- Parque de estacionamento dos docentes.

Na imagem acima vê-se o aspeto final do parque dos docentes após a instalação dos painéis. São usadas estruturas denominadas SmartPark: na primeira e última fila usa-se o modelo UNO 3M e nas filas do meio usa-se o modelo Dual 5M.

Na imagem seguinte está o parque dos alunos, a ideia foi alterar a configuração da disposição dos veículos semelhante à do parque dos docentes. Só foi usado o modelo Dual 5M.



Figura 3.11 - SmarPark em pormenor

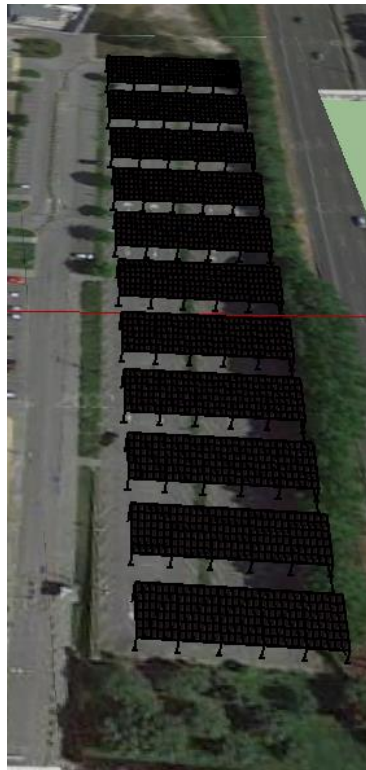


Figura 3.12 - Parque de estacionamento dos alunos

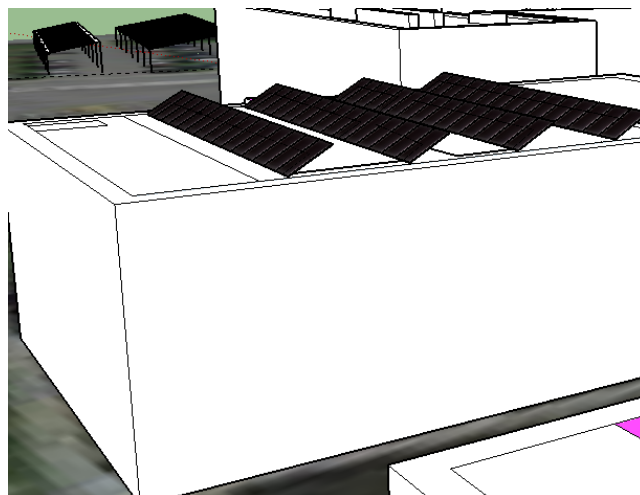


Figura 3.13 - Edifício do bloco B

3.4.9 Perdas nos cabos DC

Feito o dimensionamento do cabo, calculam-se as perdas, que podem ser obtidas através da seguinte expressão:

$$Perdas (W) = \frac{2 * N * L_{string} * I_{string}}{S_{fileira} * \sigma} \quad (3.11)$$

Sendo:

- N - representa o nº de fileiras;
- L - representa o comprimento do cabo, em metros;
- I - representa a corrente na string, em amperes;
- S - é a seção do cabo, mm²;
- σ - Condutividade do material (neste caso cobre - 56 m/Ωmm²).

Segue-se uma amostra com o resumo do cálculo das perdas nos cabos DC, usando a expressão acima. As perdas foram dimensionadas para não ultrapassarem 1%, o que por vezes foi necessário aumentar a seção dos cabos.

Tabela 3.7 - Tabela com o cálculo das perdas nos cabos DC

Quadro	Inversor	String	L (m)	Seção	Perdas (W)
QBIBO	1	1	51.12	10	40.35
		2	83.18	10	65.65
		3	50.87	10	40.15
QAAO	1	1	29.51	4	58.23
		2	126.83	16	62.57
		3	30.75	4	60.68
QGCVN	1	1	21.35	2.5	67.41
		2	41.41	4	81.71
		3	20.94	2.5	66.11
	2	1	23.57	2.5	63.25
		2	29.75	2.5	79.84
QGMCN	1	1	35.19	2.5	76.38
		2	24.91	2.5	54.07
		3	37.29	2.5	80.94
QGELN	1	1	19.94	2.5	53.51
		2	20.56	2.5	55.17
		3	20.33	2.5	54.56

3.5 - Dimensionamento da instalação dos inversores ao Posto de Transformação (cabos AC)

O dimensionamento AC corresponde aos cabos que saem do inversor até ao quadro de entrada de cada edifício e, desse até ao Posto de Transformação correspondente. Em primeiro lugar, foi necessário medir as distâncias entre estes componentes.

Para essas medições usamos o Autocad®, com a figura 40. A ligação entre o inversor e o quadro do edifício foi dimensionada normalmente utilizado o algoritmo abaixo, por outro lado na ligação entre o quadro de entrada e o posto de transformação foi usada a ligação existente sempre que possível.

No caso dos parques de estacionamento essa situação não foi possível, uma vez que a corrente produzida pela instalação fotovoltaica ultrapassava a corrente máxima admissível da instalação existente mais próxima.

Nestes casos concretos, o cabo AC que sai do inversor foi ligado a um armário de distribuição dimensionado para o efeito e de seguida, foram dimensionados novos cabos até ao posto de transformação.

Os aspetos legais e normativos foram tidos em conta de acordo com as regras técnicas das instalações elétricas de baixa tensão (1ª edição). As correntes e dispositivos de proteção têm de cumprir as seguintes condições:

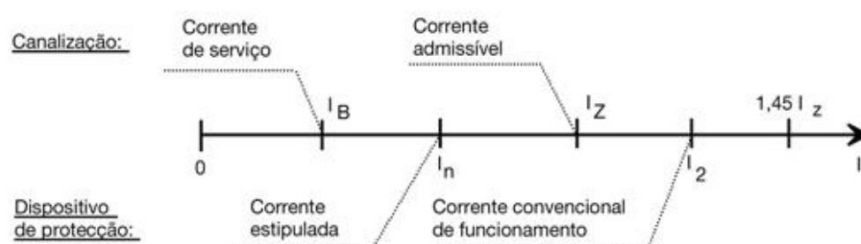


Figura 3.14- Condições a cumprir sobre correntes

Os cabos que ligam o inversor ao armário de entrada dos edifícios foram dimensionados, pelas tabelas das RTIEBT, como sendo condutores isolados em condutas circulares (tubos) embebidas nos elementos de construção, em alvenaria. Os quadros dos edifícios onde serão ligados os painéis estão localizados na entrada de cada edifício.

Tabela 3.8 - Distâncias dos inversores aos quadros de entrada

Edifício	Inversor	Quadro	Distância (m)
B1	1	QAAO	33.10
B2	1	QACO	33.10
B3	1	QAE1	33.10
B4	1	QAG1	33.10
B5	1	QAI	33.10
B6	1	QAL	33.10
Biblioteca	1	QBIBO	32.64
Mec N 1	1	QGMCN	11.14
Mec N 2	1	QGMCN	13.20
Eletro 1	1	QGELN	11.14
Civil Norte 1	1	QGCVN	12.40
	2	QGCVN	12.40
Civil Norte 2	1	QGCVN	18.40
	2	QGCVN	18.40
	3	QGCVN	18.40
Edifício G	1	QGCVS	14.40
Edifício I	1	QGELSZ	22.00

3.3.1.1 Cálculo da corrente de serviço (I_b)

O valor da corrente de serviço do cabo é obtido a partir da equação:

$$I_b = \frac{P_{inv}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \cdot f_s \quad (3.12)$$

Onde, P_{inv} é a potência e f_s é o fator de simultaneidade.

3.3.1.2 Condição de aquecimento

O valor da corrente admissível tem que ser maior que a corrente de serviço. Verificar a condição:

$$I_b \leq I_z \quad (3.13)$$

3.3.1.3 Proteções contra sobrecargas

Para cumprir a condição de sobrecarga:

$$\begin{cases} I_b < I_n < I_z \\ I_f < 1,45 I_z \end{cases} \quad (3.14)$$

Estas condições estão expostas na figura 3.14.

3.3.1.4 Verificação da condição de queda de tensão

Esta condição impõe que se verifique uma queda de tensão inferior (em percentagem) a uma queda de tensão máxima tabelada.

Neste caso, a queda de tensão máxima é de 3% (da tensão nominal).

$$\Delta U = (r_F \cos \varphi + x_F \sin \varphi) * L * I_b \quad (3.15)$$

Onde:

- r_F : resistência linear do condutor de fase, à temperatura de funcionamento, neste caso 90° [Ω/Km];
- L : comprimento da canalização [Km];
- I_b : Corrente de serviço [A].

A secção dos cabos entre o inversor e o armário de entrada dos edifícios será de 6 mm², em cobre e do tipo VAV.


<p>VAV, XAV Cabos armados</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Condutores rígidos de cobre macio. - Isolamento de PVC (VAV) ou de polietileno reticulado (XAV). - Enfitagem facultativa. - Bainha interior de PVC. - Armaduras de fitas de aço. - Bainha exterior de PVC. 	<p>0,6/1KV</p> <p>Fundamentalmente para distribuição de energia podendo também ser utilizados em instalações industriais e instalações de comando e sinalização. Podem ser montados ao ar livre, em caleiras ou condutas e enterrados em valas.</p>	
-----------------------------------	---	---	---

Figura 3.15 - Cabo utilizado em AC

3.3.2 Contador

O contador da instalação fotovoltaica deve estar num local acessível para facilitar a leitura e possíveis manutenções, além disso permite detetar eventuais defeitos. Este contador mede a energia produzida pelos geradores fotovoltaicos. Neste caso, o contador vai ser colocado junto aos quadros de entrada dos edifícios.

Capítulo 4

Metodologia e algoritmo

O presente capítulo será utilizado para descrever mais pormenorizadamente o problema e o algoritmo utilizado para o resolver. Os cálculos efetuados foram executados no Excel®.

4.1 - Abordagem do problema

Para cumprir os objetivos propostos era necessário simular a implementação de produção fotovoltaica usando um caso de estudo, neste caso a FEUP. O dimensionamento dos painéis fotovoltaicos, escolha dos inversores e o dimensionamento de cabos DC e AC foi feito no capítulo anterior. Neste capítulo, pretende-se apresentar o método utilizado para evidenciar os efeitos da produção distribuída no consumidor-produtor.

Após a análise dos vários caminhos possíveis, foi facultado pelo Professor Doutor José Rui Ferreira, medidas em Excel com o valor de algumas grandezas obtidas por leitura direta ao longo de uma semana, no edifício I (Departamento de Eletrotécnica e Computadores), os quais passo a citar (valores por fase):

- Tensão;
- Corrente;
- Potência ativa;
- Soma da potência ativa nas fases;
- Potencia reativa;
- Soma da potência reativa nas fases;
- Potência aparente;
- Soma da potência aparente nas fases;
- Fator de potência.

Vantagens destes dados:

- Conhecer o perfil de consumo de um edifício;
- Possibilidade de criar um modelo que relacione as grandezas.

Desvantagens destes dados:

- Valores apenas para uma semana;
- Valores apenas para um edifício.

A partir desses dados decidiu-se construir um modelo que relacionasse a Potência Ativa (W) com a Potência Reativa (VAR) e, também, a Potência Ativa (W) com a Tensão (V). Em primeiro lugar, tendo a coluna com a soma das potências, foi necessário normalizar esses valores, com a fórmula:

$$P_{normalizado} = \frac{\sum P - Min P}{Max P - Min P} \quad (4.1)$$

Onde:

- $\sum P$: Valor da coluna da soma das potências, original do Excel cedido;
- $Min P$: Valor mínimo da coluna da soma das potências, obtido através da fórmula do Excel;
- $Max P$: Valor máximo da coluna da soma das potências, obtido através da fórmula do Excel;

Com esta normalização dos valores da potência ativa no eixo dos abcissas e com o cálculo de $\frac{\sum Q}{\sum P}$ no eixo das ordenadas, obtemos a seguinte relação:

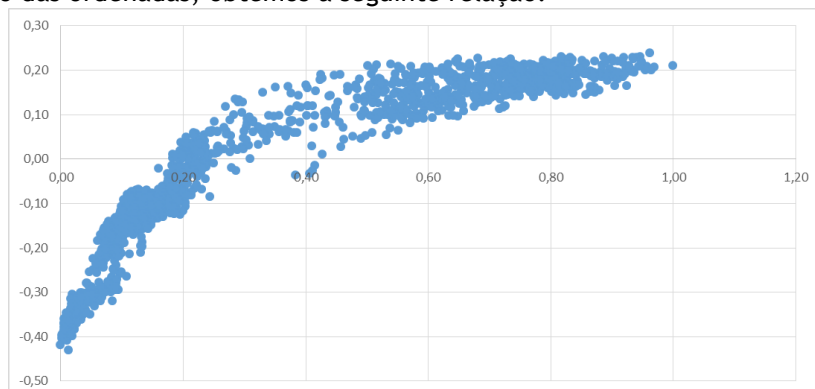
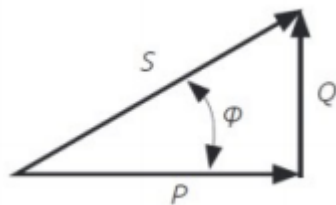


Gráfico 4.1- Relação entre a potência ativa e a reativa pela leitura dos dados

Pela análise da relação entre as potências chegamos à seguinte relação:



$$\cos \varphi = \frac{P}{S}$$

$$P = S * \cos \varphi$$

$$Q = S * \sin \varphi$$

$$Q = P \frac{\sin \varphi}{\cos \varphi} = P \tan \varphi$$

Figura 4.1 - Triângulo de potências.
Relação entre a potência aparente, ativa e reativa

Reparando no gráfico 6 acima, reconhecemos facilmente a forma apresentada. Assemelha-se a uma exponencial, mas neste caso ao contrário. O ponto de partida consistiu em encontrar uma equação semelhante a esta forma. Numa situação de tentativa erro, chegamos à seguinte equação:

$$FP_{min} + \frac{(FP_{max} - aP) - FP_{min}}{1 + e^{(-8 \frac{P}{PR})}} \quad (4.2)$$

Tabela 4.1 - Valores das constantes assumidas na fórmula acima

FP min	-1
FP max	0,2
a	0
PR	1,1

Alterando o valor destas constantes, alteramos completamente a forma do sinal representado no gráfico a cor laranja.

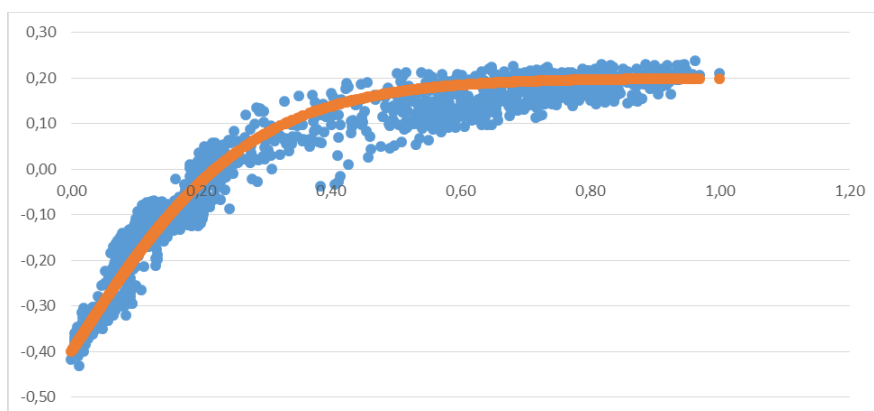


Gráfico 4.2 - Relação entre a potência ativa e a reativa calculada

No gráfico seguinte encontra-se potência reativa medida (dados fornecidos) e a potência reativa calculada através deste modelo. As duas formas de onda estão próximas e esta relação vai permitir mais tarde calcular a potência reativa através da potência ativa.

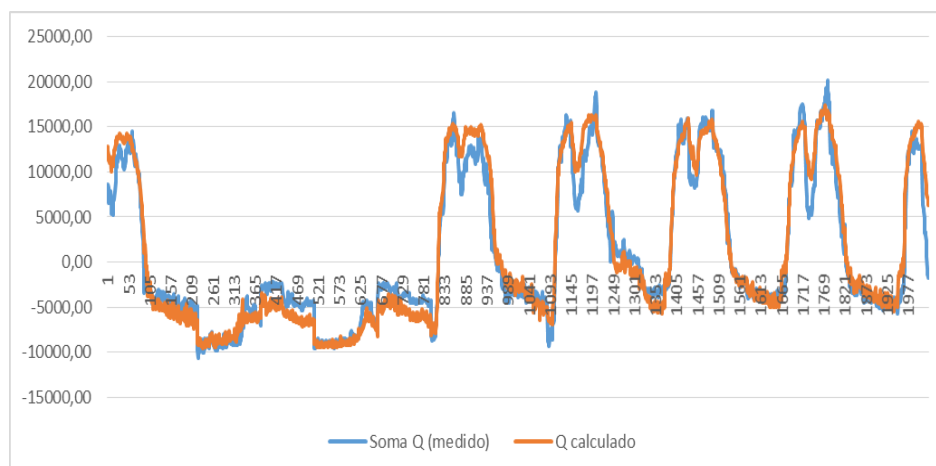


Gráfico 4.3 - Potência Reativa medida vs. Potência Reativa calculada

Tendo a relação entre a potência ativa e reativa, é necessário calcular a relação com a tensão a partir dos dados existentes.

Como os painéis solares fornecem potência ativa, a base de trabalho continua a ser este valor agora para encontrar uma relação com a tensão.

O valor da tensão inicial foi calculado através da expressão que resulta da elaboração do gráfico seguinte. Este gráfico relaciona a tensão medida nas 3 fases normalizada com a potência ativa normalizada.

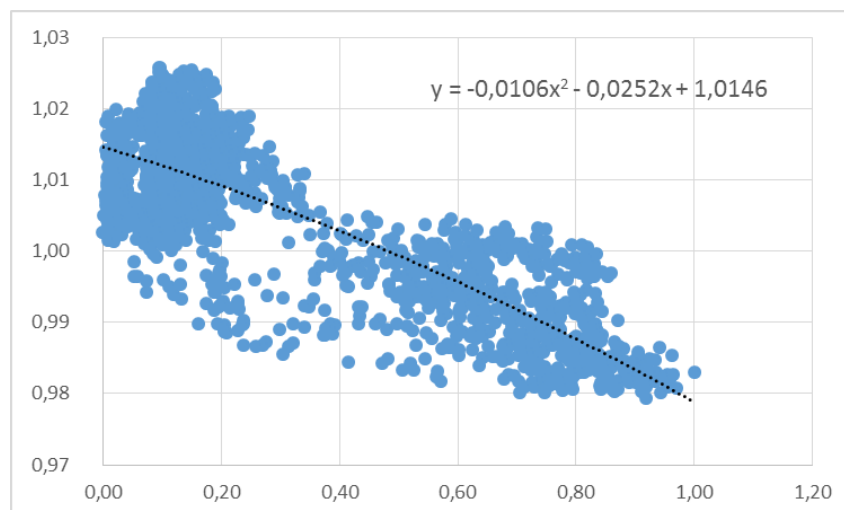


Gráfico 4.4 - Relação entre a potência ativa e a tensão

No eixo dos XX está representada a potência ativa normalizada e no eixo dos YY está representada a tensão normalizada.

Traçando uma linha de tendência polinomial de grau 2, obtemos uma equação. Resolvendo essa equação em ordem a x, sendo x o valor da potência ativa para cada hora, obtemos o valor da tensão.

Como visto anteriormente, tudo depende encontrar primeiro o valor da potência ativa e depois, através das relações encontradas calcular a potência reativa e depois a tensão.

O modelo para os cálculos pretendidos será para todo o ano mas como no Excel do Professor Doutor José Rui só tem para uma semana é necessário replicar esses dados para um ano. Para isso, foi usado outro modelo que através da atribuição de uma potência instalada devolve a potência ativa para um ano a cada hora.

Sendo assim atribuímos as seguintes potências:

Tabela 4.1- Potências atribuídas a cada quadro

Quadro	Potência (kW)
QADMO	90
QAUD	80
QGQMC	80
QGMMI	80
QGCVS	90
QAAO	65
QACO	65
QAE1	65
QCAFE	70
QCCO	250
QBIBO	80
QGMCS	90
QGELS	90
QGELSZ	90
QAI	65
QAL	65
QGMCN	100
QGELN	120
QGCVN	100

Ao atribuir estas potências, obtemos através do modelo referido as potências ativas a cada hora durante um ano para cada quadro. A partir daqui obtemos o valor da potência reativa e tensão do seguinte modo:

- 1) Por cada quadro, obter os valores, máximo e mínimo;
- 2) Normalizar o valor da potência para obter $P_{normalizado}$;
- 3) Utilizar a fórmula 4.2 para calcular Q;
- 4) Usando novamente o $P_{normalizado}$ calcular a tensão usando fórmula representada no gráfico 9.

Neste momento temos as potências ativas, potências reativas e a tensão para cada quadro e para cada hora de um ano. São estes os inputs do problema.

4.2 - Inputs

Como inputs do problema temos:

- Tensão inicial, V;
- Potência ativa da carga em todos os quadros, P;
- Potência reativa da carga em todos os quadros, Q.

4.3 - Outputs

Como outputs do problema temos:

- Tensão em todos os barramentos;
- Corrente em todos os barramentos;
- Perdas ativas em todos os ramos;
- Perdas reativas em todos os ramos.

4.4 - Descrição do algoritmo

Após a aquisição dos dados iniciais é necessário calcular o trânsito de potências propriamente dito e obter assim, o valor das tensões em todos os barramentos e o valor perdas das perdas.

Como já referido, o objetivo principal é analisar o que acontece com a tensão e as perdas após a introdução da produção fotovoltaica. Como o DL 153/2014 prevê apenas uma UPAC por unidade de consumo foi decidido fazer os cálculos simulando que o sistema produtor está ligado apenas a um PT e depois calcular a mesma situação para a produção totalmente distribuída.

Portanto, existem dois cenários de cálculo e análise, os quais são:

- Cenário A: Sem produção fotovoltaica
- Cenário B: Com produção fotovoltaica distribuída

O cálculo do trânsito de potências foi calculado em sistema p.u., portanto segue-se a explicação do procedimento efetuado.

4.4.1 Conversão dos dados para a mesma base p. u.

Como se refere em [33], o sistema p.u. consiste na definição de valores de base para as grandezas (tensão, corrente, potência, ...), seguida da substituição dos valores das variáveis e constantes (expressas no Sistema Internacional de unidades) pelas suas relações com os valores de base pré-definidos.

Procedimento para alterar o sistema para p.u. [33]:

- Definir a base da potência total, S_b , para todo o sistema;

$$S_b = 1 \text{ MVA}$$

- Converter todas as potências.

$$\underline{S}_{pu} = \frac{\underline{S}}{S_b} = \frac{P + jQ}{S_b} = \frac{P}{S_b} + j \frac{Q}{S_b} = P_{pu} + jQ_{pu} \quad (4.3)$$

- Escolha das tensões de base, neste caso só temos duas zonas de tensão diferentes:

$$V_{b1} = 15 \text{ kV}$$

$$V_{b2} = 0.4 \text{ kV}$$

- Cálculo das impedâncias de base:

$$Z_b = \frac{(V_b^c)^2}{S_b'} \quad (4.4)$$

- Conversão para p.u. das impedâncias do sistema (ramos):

$$Z_{pu} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{b_{\Omega}}} \quad (4.5)$$

- Mudança de base da impedância do transformador:

$$\underline{Z}_{pu} = \underline{Z}_T \times \left(\frac{S_b}{S_T} \right) \times \left(\frac{V_T}{V_b} \right)^2 \quad (4.6)$$

A conversão dos dados para o sistema p.u. é essencial para trabalhar os dados, porque é como se tivéssemos apenas um nível de tensão. Os dados estão prontos a ser trabalhados, por isso segue-se o algoritmo utilizado.

4.4.2 Cenário A: Sem produção fotovoltaica

A imagem abaixo representa a rede utilizada, os barramentos estão numerados e a legenda está na tabela 20. O esquema foi desenhado em Autocad®.

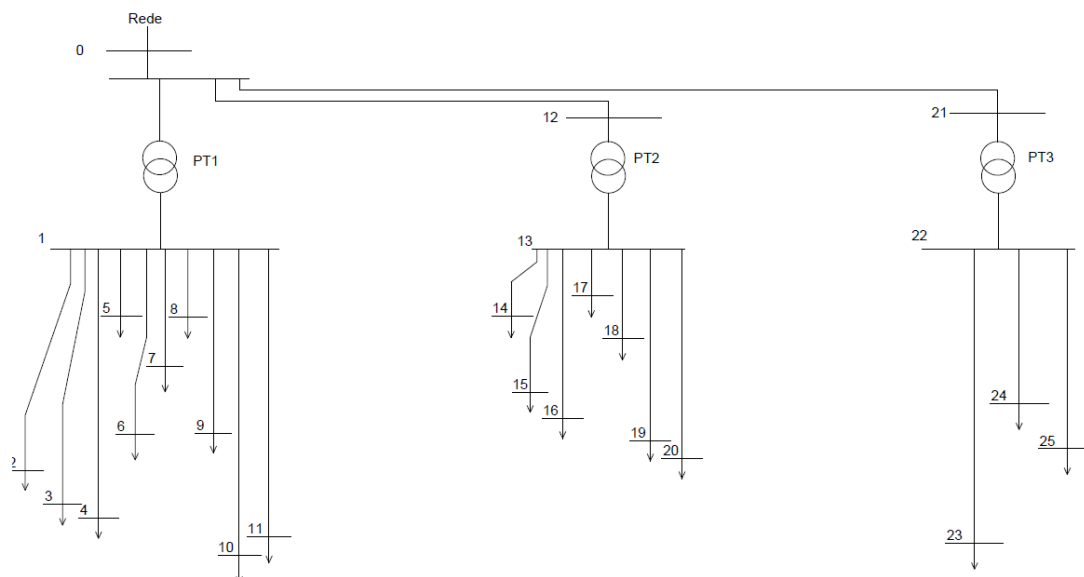


Figura 4.2 - Desenho da rede sem produção fotovoltaica em Autocad®

Segue-se então o algoritmo utilizado para obter os dados necessários. Este algoritmo foi repetido até à convergência dos valores. Esses resultados podem ser consultados no capítulo 5.

Tabela 4.2 - Legenda dos barramentos

Barramento	Quadro	Barramento	Quadro
2	QADMO	15	QBIBO
3	QAUD	16	QGMCS
4	QGQMC	17	QGELS
5	QGMMI	18	QGELSZ
6	QGCVS	19	QAI
7	QAAO	20	QAL
8	QAACO	23	QGMCN
9	QAE1	24	QGELN
10	QAG1	25	QGCVN
11	QCAFE		
14	QCCO		

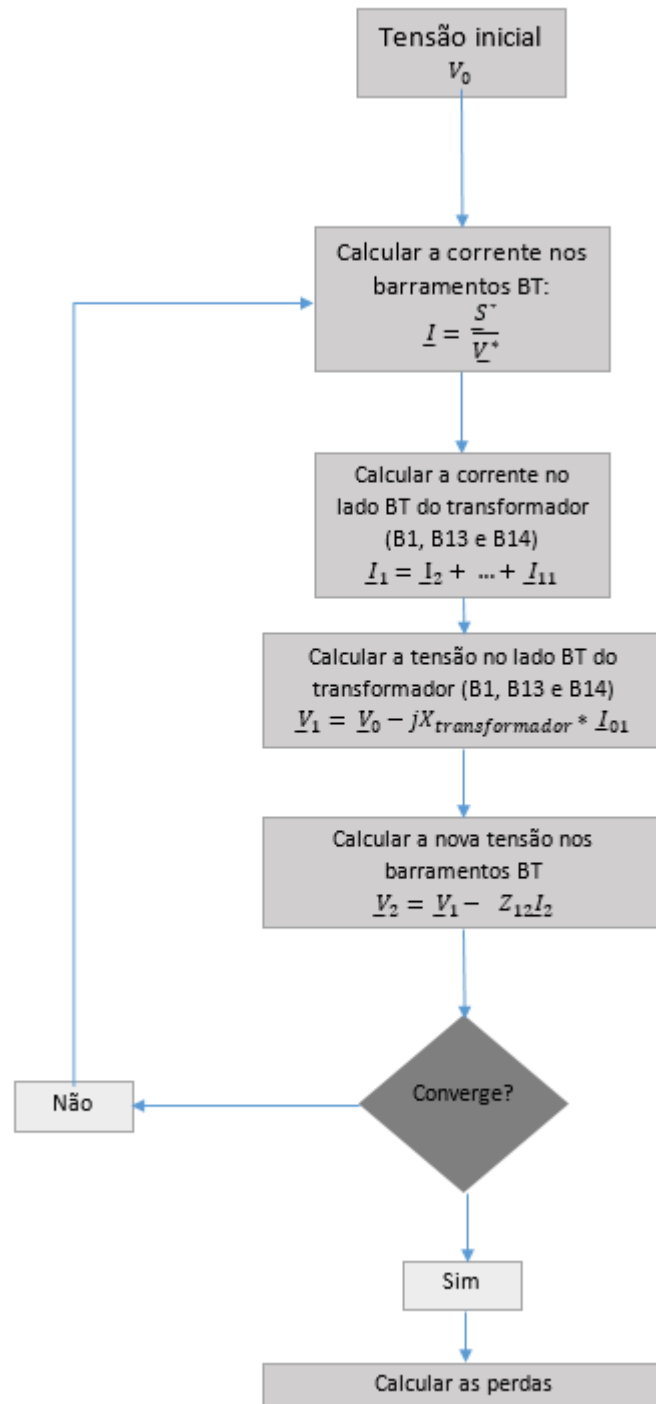


Figura 4.3 - Algoritmo para o cálculo do trânsito de potências sem produção fotovoltaica

No diagrama da figura 4.3 a tensão inicial designada por V_0 foi obtida através do modelo referido acima, assim como a potência reativa. Essa tensão inicialmente foi atribuída ao

barramento da rede MT (acima do transformador). Na primeira iteração, atribuiu-se essa tensão a todos os barramentos da rede BT. A partir daí, foi seguido o algoritmo descrito.

4.4.3 Cenário B: Com produção fotovoltaica distribuída

O cenário B faz a análise ao caso com produção fotovoltaica distribuída pelo edifício. E de seguida está a rede, onde a azul estão os barramentos onde foram instalados os painéis fotovoltaicos.

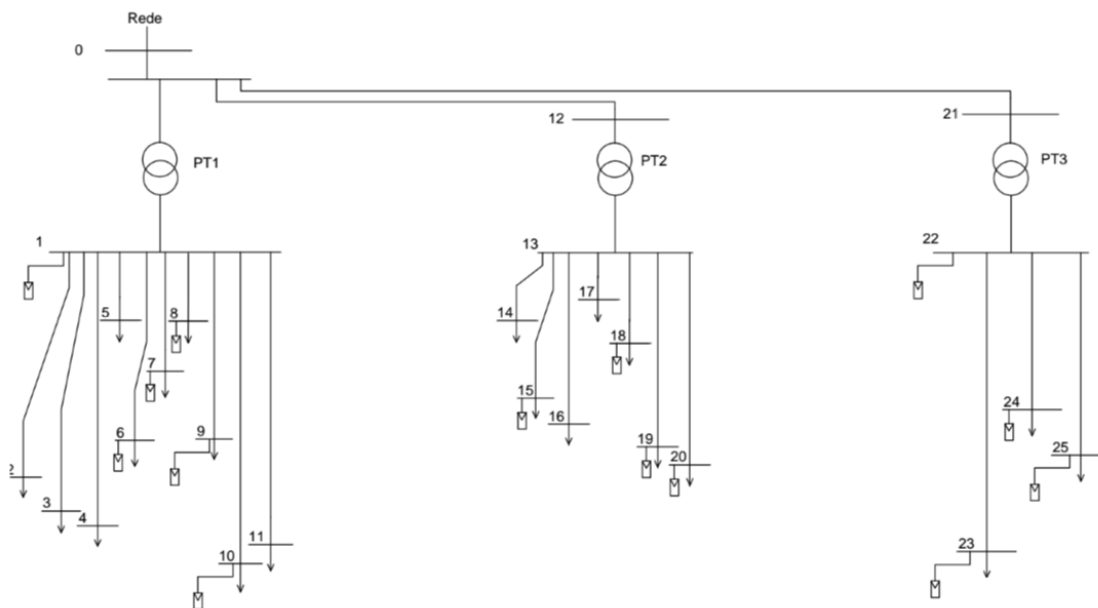


Figura 4.4 - Rede com introdução de painéis fotovoltaicos a cor diferente.

A legenda dos barramentos é a mesma da tabela 20. Os barramentos 1 e 22 correspondem ao barramento do secundário do transformador, onde no caso dos parques de estacionamento também foram instalados painéis.

Para calcular a P_G , potência gerada, para cada hora do ano multiplicamos o valor fornecido pelos painéis para cada ligação, pelos dados (hora a hora) de produção de uma central próxima do Porto.

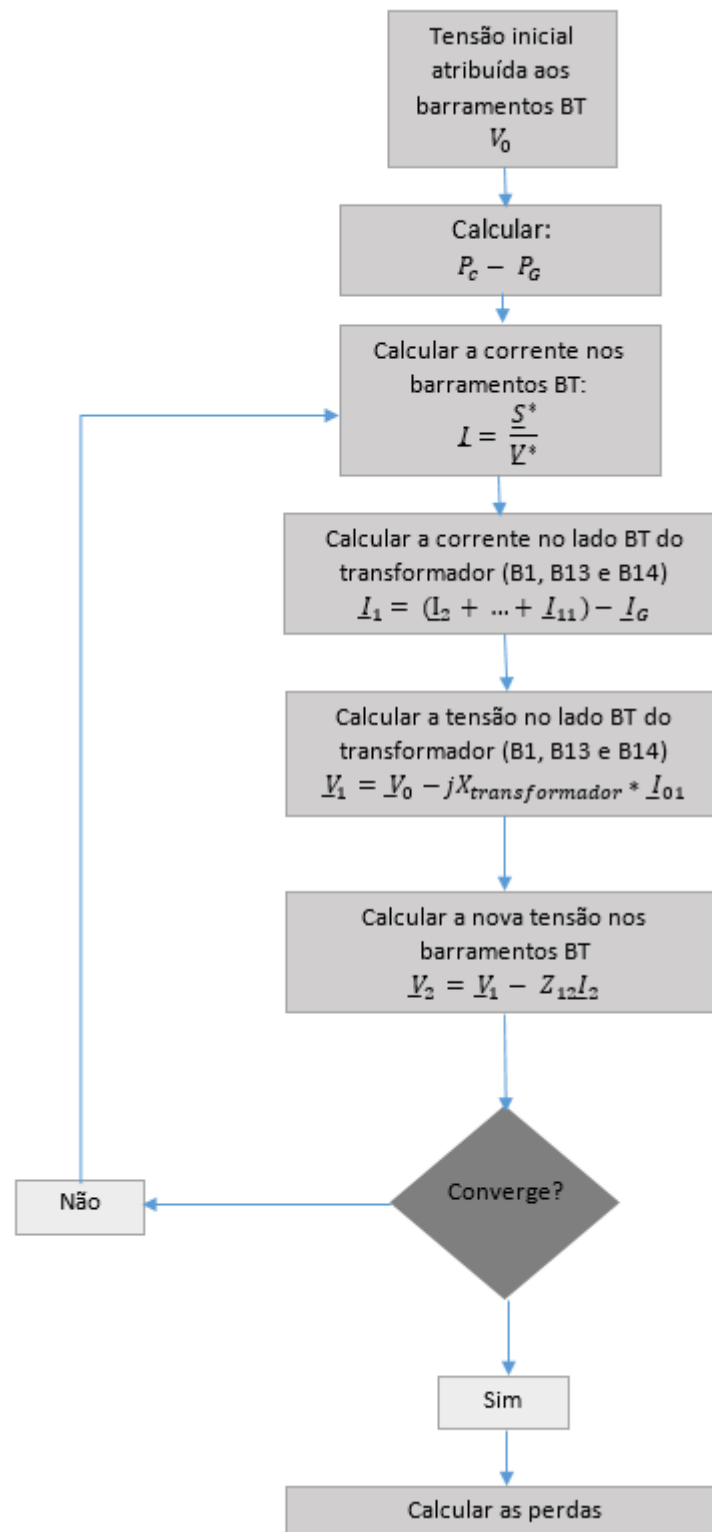


Figura 4.5 - Algoritmo para o cálculo do trânsito de potências com produção fotovoltaica distribuída

O diagrama da figura 4.5 refere-se ao algoritmo definido para calcular o trânsito de potências na rede com produção fotovoltaica distribuída. A introdução de energia fotovoltaica vai introduzir as seguintes alterações, já refletidas no diagrama:

- Potência ativa da carga;
- Corrente no barramento do secundário do transformador.

4.6 - Cálculo e custos das perdas

No final das iterações, em cada cenário, foram calculadas as respectivas perdas nos ramos. A ideia é perceber se estas aumentam ou diminuem com a introdução de produção distribuída no consumidor-produtor.

Para calcular as perdas ativas e reativas usaram-se as seguintes expressões:

$$p = P_{12} + P_{21} = \frac{R}{R^2 + X^2} (V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2 \cos \theta_{12}) \quad (4.7)$$

$$q = Q_{12} + Q_{21} = \frac{X}{R^2 + X^2} (V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2 \cos \theta_{12}) \quad (4.8)$$

- $\cos \theta_{12} = \cos \theta_1 - \cos \theta_2$

Onde:

- R - Resistência do cabo
- X - Reactância do cabo
- V_1 - Tensão no barramento 1
- V_2 - Tensão no barramento 2

A estas perdas somam-se ainda as perdas no transformador e as perdas nas linhas que ligam os vários postos de transformação.

Calculou-se também o custo que as perdas representam com base no preço das tarifas. Segundo [36] o preço das tarifas variam consoante a estação do ano, a hora do dia, caso seja dia semanal ou fim-de-semana e nível de tensão (BT, MT e AT) como mostra a figura 4.6 e a tabela 4.3.

Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Figura 4.6 - Informações acerca do preço da tarifa dependendo da hora [21]

Utilizou-se os dados da figura acima para perceber a classificação de cada intervalo de tempo (cheias, ponta, vazio, ...). Para cada uma destas classificações havia um valor de tarifa correspondente consoante a estação do ano. O valor das perdas foi calculado com base nestes dados.

Por exemplo, o dia 1 de Janeiro às 9h é considerado “Ponta”, mas ao meio-dia já é considerado “Cheias”. Por outro lado, no dia 12 de Março às 9h é “Cheias” e ao meio-dia já é “Ponta”.

Tabela 4.3- Valor das tarifas por período e estação do ano

		€/ kWh
Inverno, Outono	Ponta	0.1368
	Cheias	0.1074
	Vazio	0.0757
	Super Vazio	0.0646
Verão, Primavera	Ponta	0.1397
	Cheias	0.1096
	Normal	0.0784
	Super Vazio	0.072

Capítulo 5

Análise de Resultados

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos usando a estratégia definida nos capítulos anteriores. Para tal, em primeiro lugar analisaram-se os consumos anuais e a produção solar fotovoltaica, verificou-se quanto isso valia em euros e também, quanto seria a poupança na fatura energética com e sem autoconsumo.

Relativamente à análise do trânsito de potências e como já referido, foram utilizados dois cenários para comparação, no primeiro, cenário A foi efetuado o cálculo do trânsito de potências na rede sem introdução de energia fotovoltaica. No segundo caso, cenário B, foi introduzida produção distribuída na rede e feitos novamente os cálculos. Os resultados apresentam-se a seguir.

Embora as perdas sejam nos ramos, como referência, no eixo das abcissas tem-se o nome dos quadros ao qual o ramo pertence para ser mais fácil a identificação da localização do ramo.

5.1 - Análise de Consumos da FEUP e Produção Fotovoltaica

O gráfico seguinte mostra o consumo de um ano na FEUP. Como é natural, existe uma oscilação diária e também ao longo do ano relativamente ao consumo. No mês de agosto o consumo é menor uma vez que é período de férias para a maioria dos utentes da FEUP enquanto, que a partir de novembro até fevereiro existe bastante consumo, provavelmente devido à maior utilização de aparelhos de aquecimento.

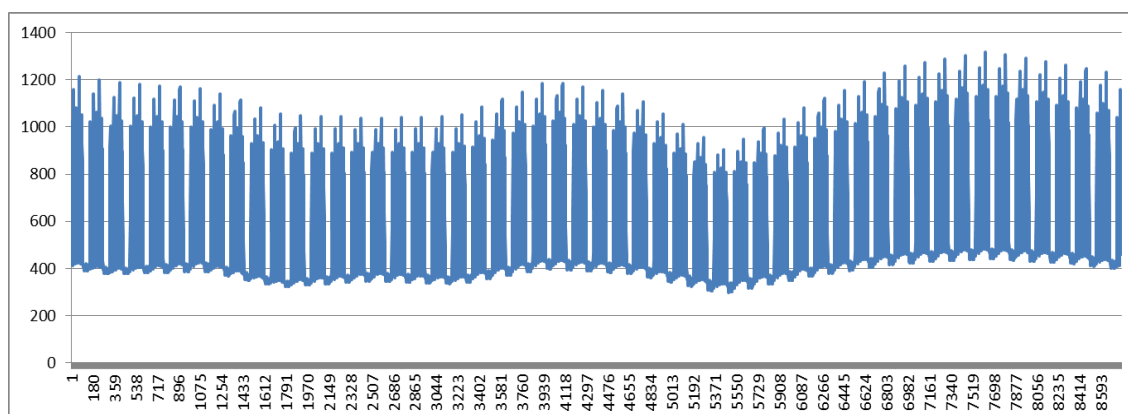


Gráfico 5.1 - Perfil de consumos para um ano

Por outro lado, analisando a produção fotovoltaica, verifica-se tal como esperado, é maior nos meses mais quentes. Em alguns períodos do ano, muito raros, a produção supera o consumo.

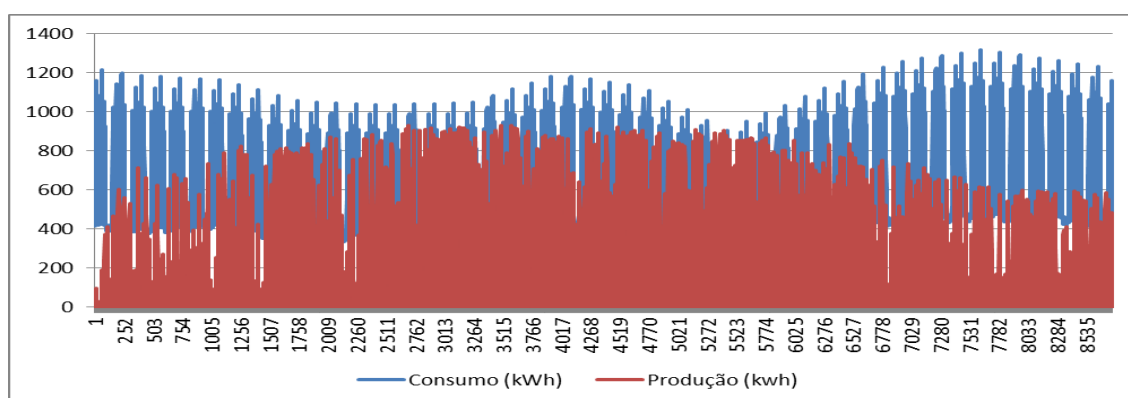


Gráfico 5.2- Comparação entre o consumo da FEUP e a Produção gerada pelo sistema fotovoltaico

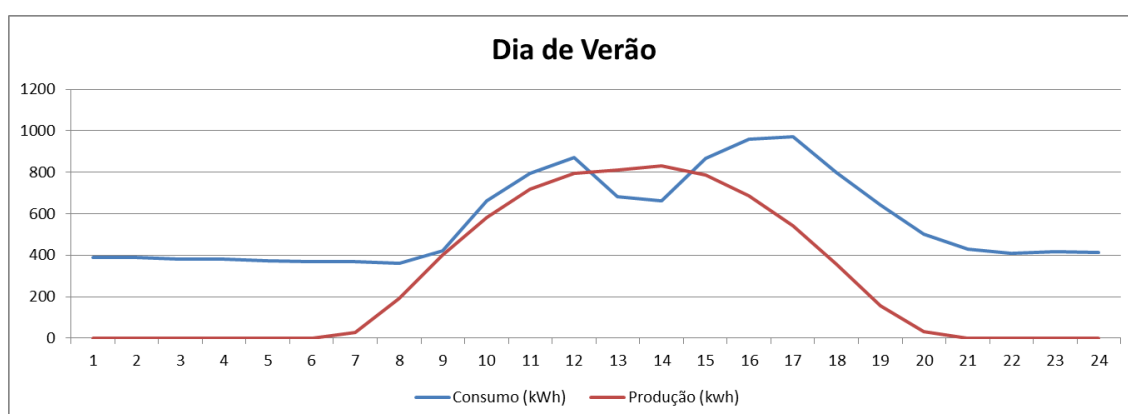


Gráfico 5.3 - Pormenor para um dia de verão

O gráfico 5.3 mostra o perfil para um dia de verão em Agosto e percebe-se que no pico solar a produção fotovoltaica excede o consumo, mas na maior parte do tempo, o que está a ser produzido está a ser consumido.

Por outro lado, no gráfico seguinte mostra um perfil para um dia invernal em Janeiro, em que percebe-se que existe muito menos produção e que esta nunca ultrapassa o consumo.

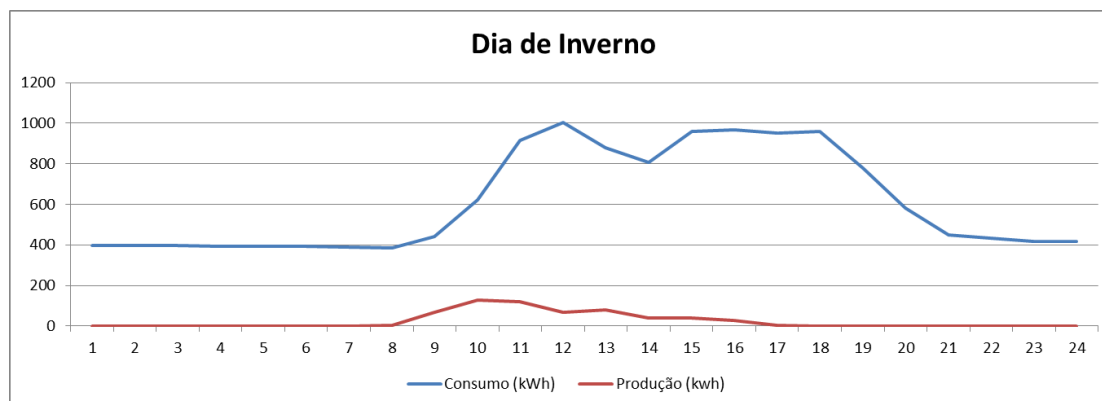


Gráfico 5.4 - Pormenor para um dia de Inverno

Na tabela seguinte, encontra-se o resumo da fatura anual do consumo, da produção e a poupança anual.

Na primeira coluna, encontra-se o valor anual da fatura paga pelo consumo, pelas tarifas da tabela 5.1. Na segunda coluna consta o valor da produção mapeado pelas mesmas tarifas e na terceira coluna é a poupança anual da fatura elétrica com a introdução do sistema fotovoltaico, ou seja é a diferença entre o consumo antes do fotovoltaico e o consumo líquido após o fotovoltaico em euros. O consumo líquido é a diferença entre o consumo e a produção fotovoltaica.

Tabela 5.1 - Resumo do valor pago pelo consumo e a poupança com a introdução do sistema fotovoltaico

Fatura antes FV (€)	Fatura depois FV (€)	Poupança (€)
516 094	344 928	171 166

5.2 - Comparação dos cenários

Após analisar os dados em separado, faz sentido compararmos alguns dados de modo a perceber se os objetivos foram atingidos. Sendo assim, os gráficos seguintes analisam a potência ativa para quatro dias do ano, uns mais quentes outros mais frios.

Seguem-se alguns gráficos exemplificativos.

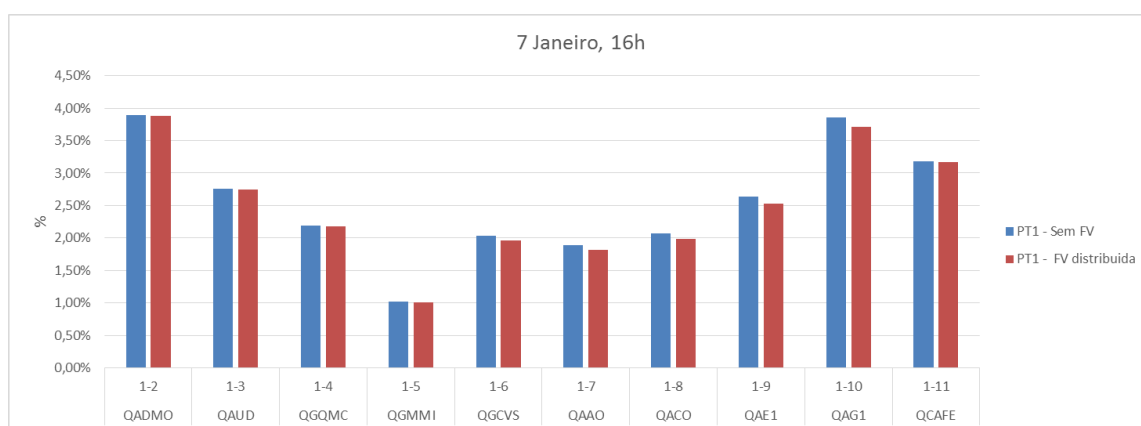


Gráfico 5.5 - Comparação das perdas ativas nos dois cenários para um dia típico de inverno.

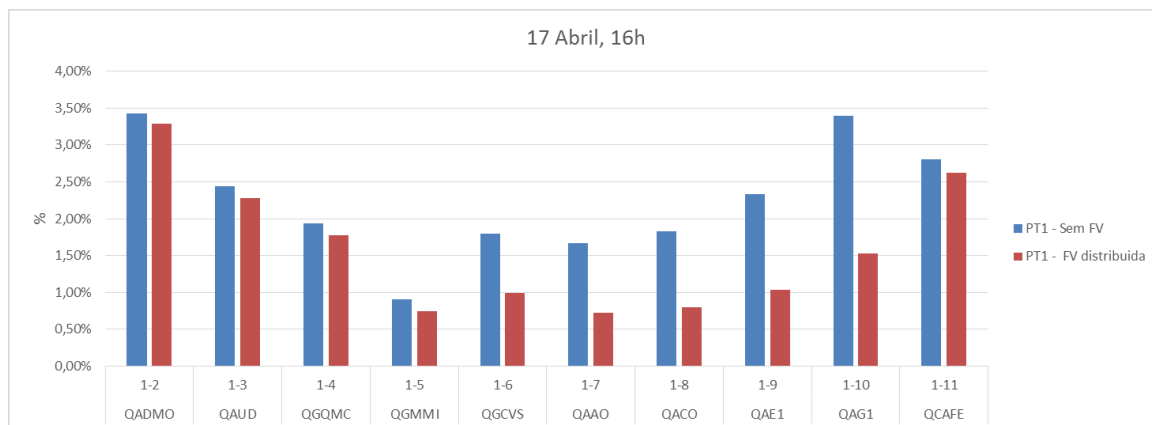


Gráfico 5.6 - Comparação das perdas ativas nos dois cenários para um dia típico de primavera.

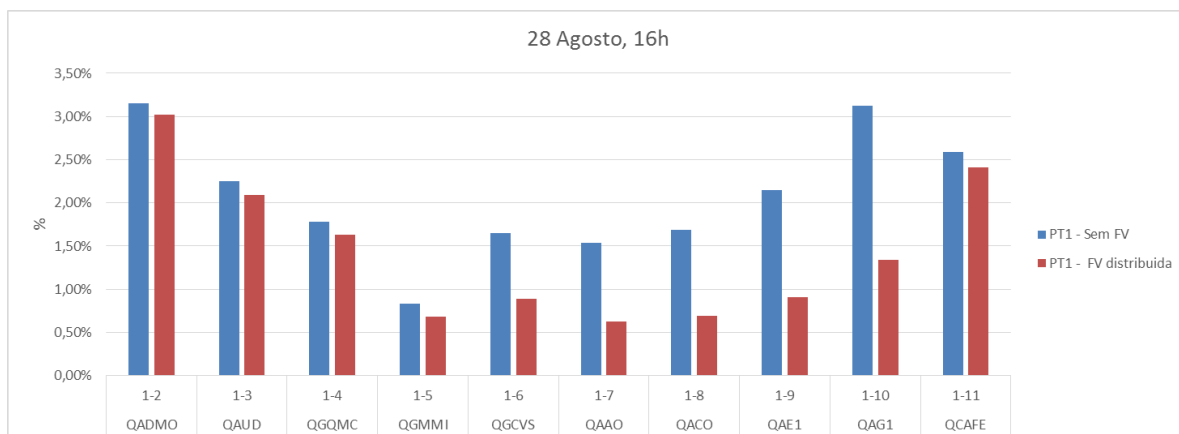


Gráfico 5.7 - Comparação das perdas ativas nos dois cenários para um dia típico de verão.

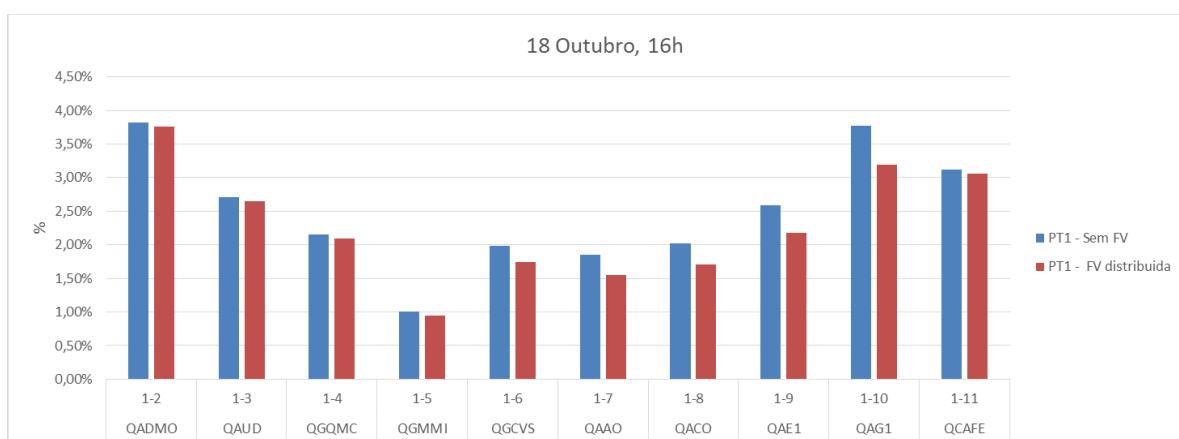


Gráfico 5.8 - Comparação das perdas ativas nos dois cenários para um dia típico de outono.

Verificamos que com a introdução de energia fotovoltaica as perdas são menores, tal como esperado. Essa diferença nota-se perfeitamente nos meses mais quentes e principalmente nos locais onde tem potência instalada. Os ramos com mais comprimento têm perdas mais elevadas mas diminuem com a energia fotovoltaica.

Analisando os dados, percebemos também que durante os períodos em que não há sol, fonte da energia fotovoltaica, as perdas nos dois cenários são idênticas. O gráfico que se segue é de um dia de Agosto, dia com bastante exposição solar, vê-se que logo às 8h da manhã as perdas começam a reduzir até às 19horas.

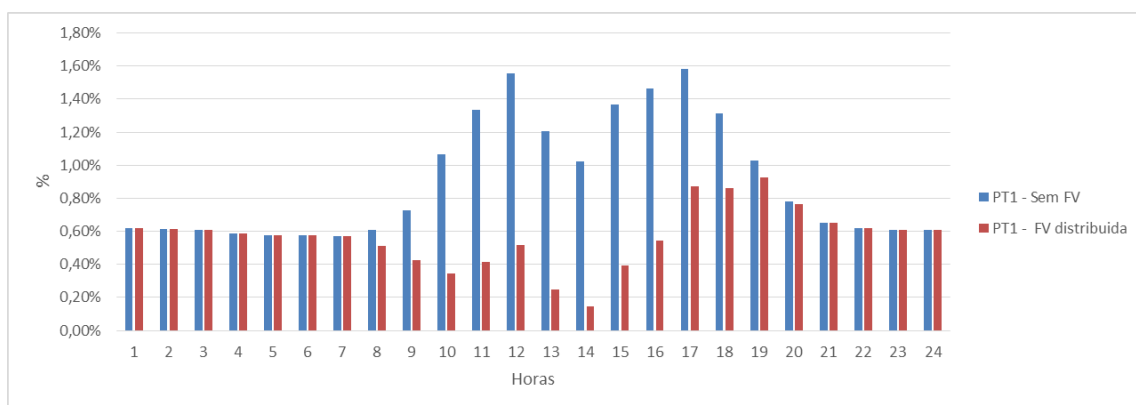


Gráfico 5.9 - Comparação das perdas ao longo das 24 Horas de um dia de Agosto

Com o gráfico acima, torna-se interessante, analisar a mesma situação mas num dia de inverno. Mantém-se a tendência, enquanto não há sol as perdas mantêm-se constantes, o que é natural porque não durante a noite não há grande variação da carga. Contudo, o período de exposição solar é um pouco menor, começando a baixar as perdas pelas 9h e acabando entre as 16 e as 17 horas. No inverno, pelas 17:30 é de noite.

No gráfico abaixo a diferença das perdas é menor, o que é natural, uma vez que é inverno e o dia pode estar chuvoso ou nublado, diminuindo brutalmente a produção.

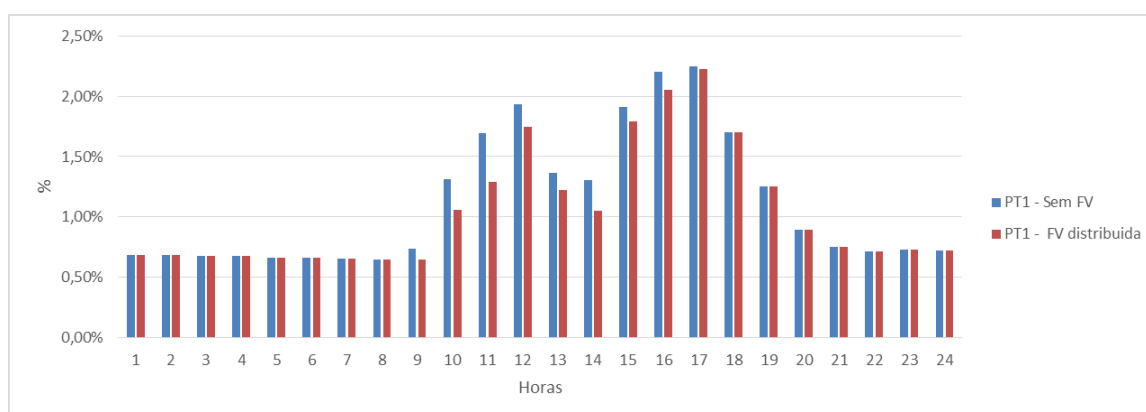


Gráfico 5.10 - Comparação das perdas ao longo das 24 Horas de um dia de janeiro.

No gráfico 5.11, segue-se a média das perdas por mês em que se verifica mais uma vez que com a introdução do sistema fotovoltaico há uma redução de perdas e são mais acentuadas nos meses mais quentes.

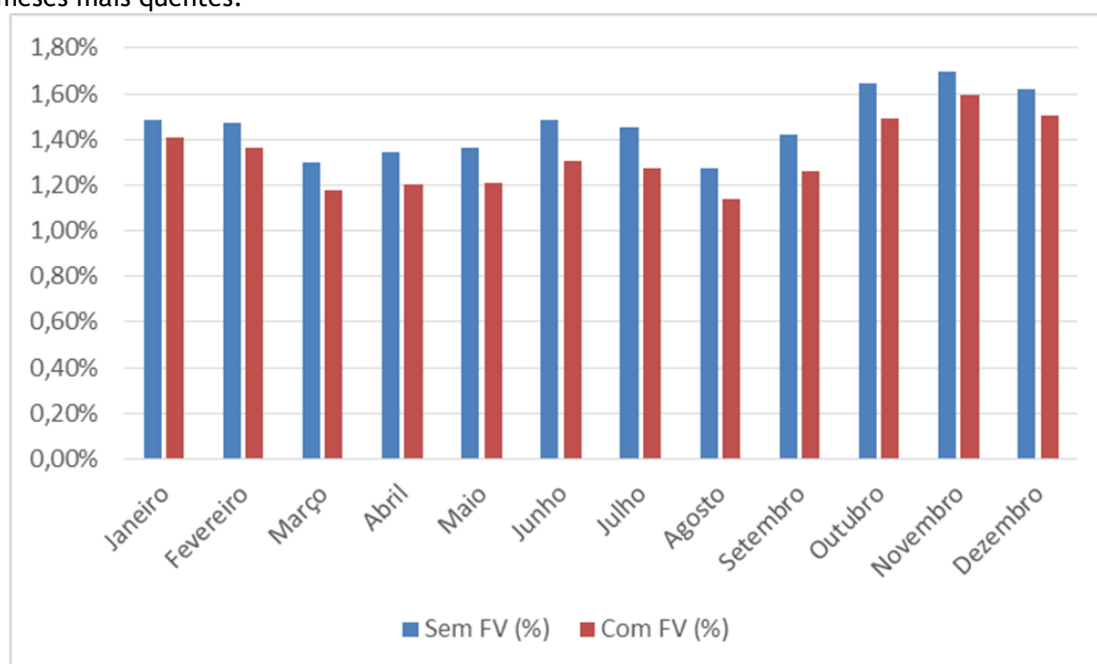


Gráfico 5.11 - Perdas médias mensais para um ano

Na tabela seguinte encontra o resumo do total das perdas com e sem energia fotovoltaica. Com a introdução do sistema fotovoltaico verifica-se uma redução de perdas de cerca de 12%.

Tabela 5.2 - Resumo das perdas totais

	Sem FV (MWh)	Com FV (MWh)
PT1	32.19	28.34
PT2	36.49	33.64
PT3	12.36	94.49
Total Perdas	81.04	71.43

Analisando agora, o comportamento das tensões verificamos as seguintes alterações:

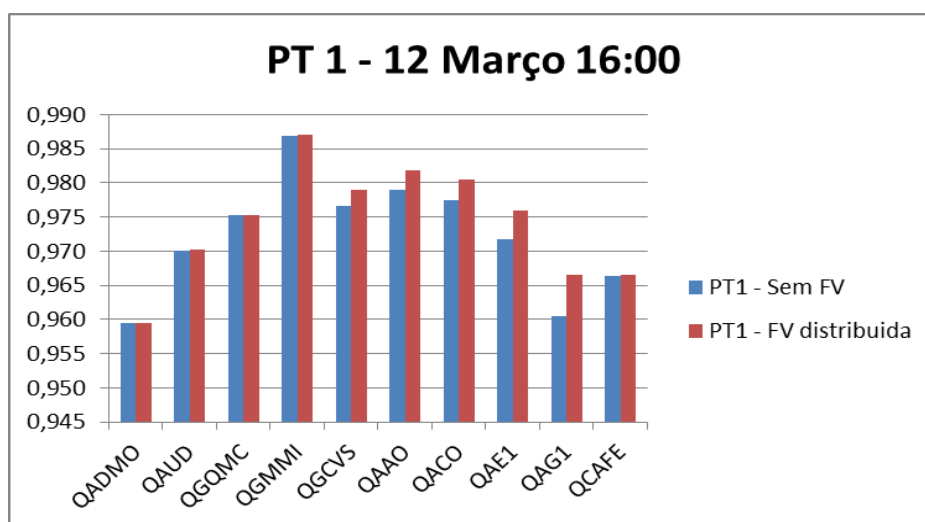


Gráfico 5.12- Valor das tensões para o PT1, dia 12 Março, 16h, em pu

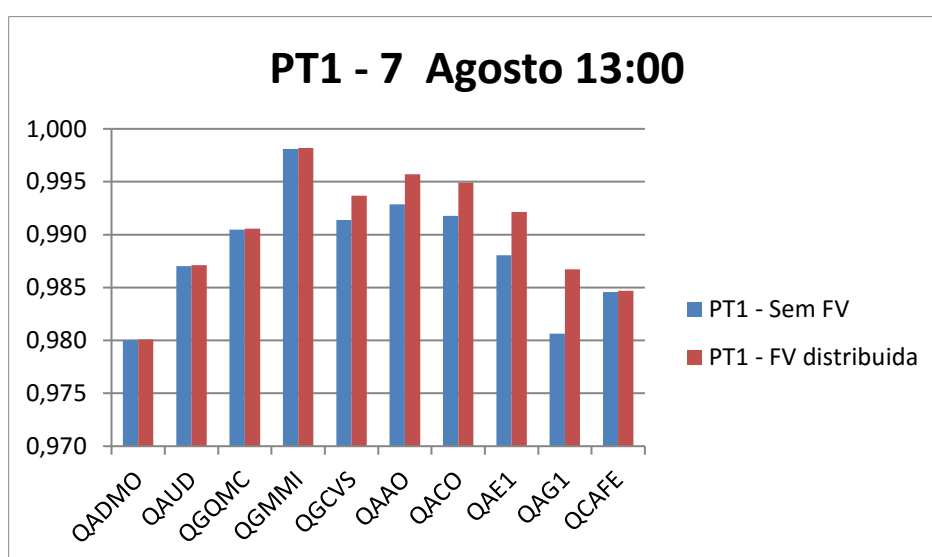


Gráfico 5.13 - Valor das tensões para o PT1, dia 7 agosto, 16h, em pu

Segue-se um gráfico com a média das tensões para todo ano, por mês. Verifica-se que há um aumento de tensão nos meses mais quentes em relação aos meses mais frios. Como seria expetável médias das tensões ronda 1 p.u..

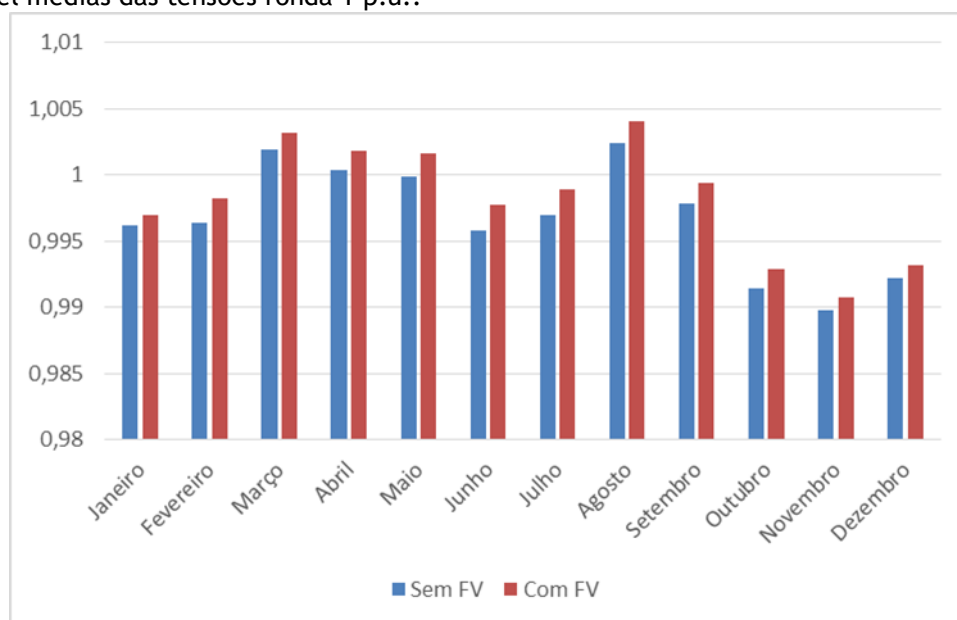


Gráfico 5.14 - Média das tensões por mês para um ano

Verifica-se nos gráficos seguintes a tendência já referida, ou seja, nos períodos mais quentes a tensão aumenta em relação aos períodos mais frios.

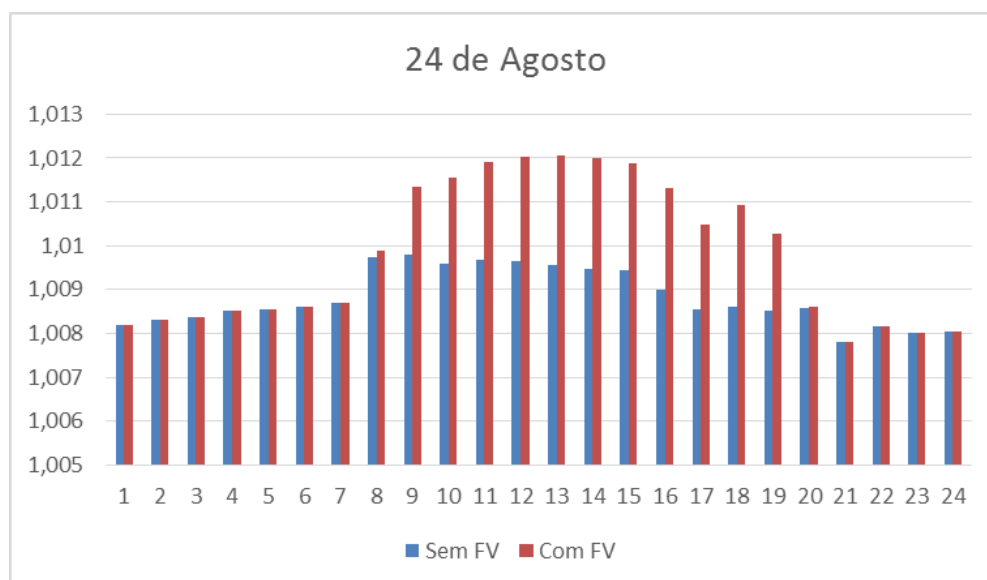


Gráfico 5.15 - Pormenor para um dia de verão

O gráfico seguinte mostra para um dia de inverno a média das tensões, como verificado anteriormente e embora o aumento não seja tão acentuado como num dia de verão, entre as 10h e as 16h essa alteração existe.

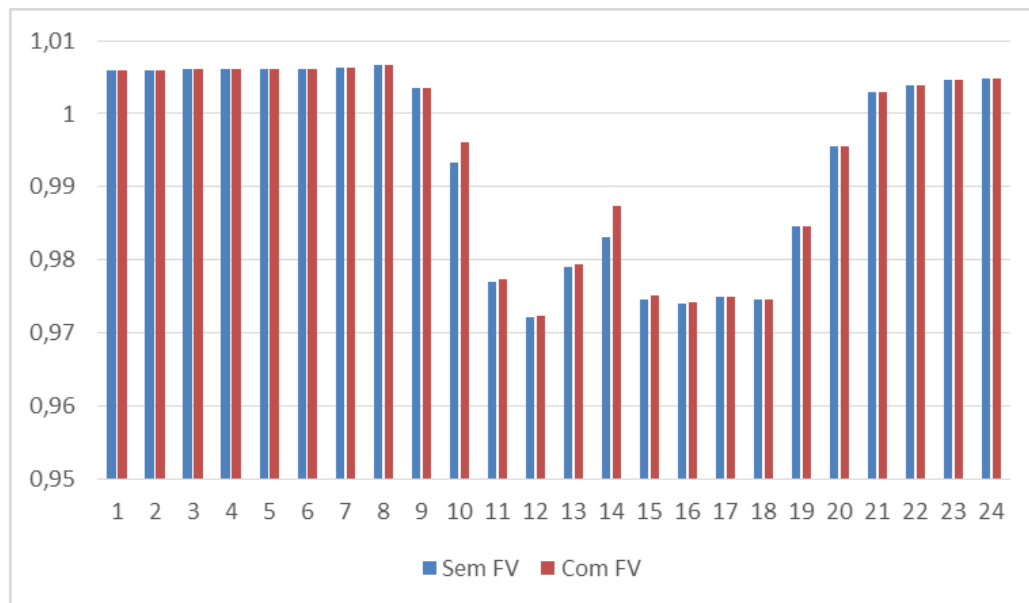


Gráfico 5.16 - Pormenor para um dia de inverno

Como já era esperado, as tensões aumentam e isso também se reflete com mais ênfase nos meses de verão. Esse aumento é de cerca de 0.1%, podendo eventualmente atingir os 1%.

Como há um aumento de tensão com a introdução de energia solar fotovoltaica, e a potência (carga) mantém-se constante, há uma diminuição das correntes e por consequência as perdas diminuem como visto nos primeiros gráficos.

5.3 - Cálculo dos custos das perdas

Após percebermos que vamos ter perdas menores na rede e que só por si será um bom investimento, interessa saber quanto isso vale em euros.

Seguida a estratégia do subcapítulo 4.5, foi calculado o valor das perdas. Após calcular o valor em euros por cada dia e hora, somaram-se esses valores ao longo do ano nos dois cenários e obtiveram-se os seguintes valores:

Tabela 5.3 - Valor em euros das perdas nos dois cenários

	Ramo	Sem FV (€)	Com FV (€)	Diferença (€)
QADMO	1-2	659.82	647.48	12.34
QAUD	1-3	417.88	405.50	12.38
QGQMC	1-4	331.68	318.97	12.71
QGMMI	1-5	155.39	143.19	12.20
QGCVS	1-6	345.25	275.20	70.05
QAAO	1-7	232.67	172.29	60.38
QACO	1-8	254.61	189.00	65.62
QAE1	1-9	324.96	242.46	82.50
QAG1	1-10	471.95	353.14	118.81
QCAFE	1-11	420.65	408.27	12.39
QCCO	13-14	1289.60	1265.14	24.46
QBIBO	13-15	379.68	327.98	51.70
QGMCS	13-16	469.02	444.56	24.46
QGELS	13-17	330.04	305.67	24.37
QGELSZ	13-18	442.90	406.61	36.29
QAI	13-19	515.14	432.47	82.68
QAL	13-20	569.29	473.51	95.78
QGMCN	22-23	231.44	176.41	55.03
QGELN	22-24	733.72	563.09	170.63
QGCVN	22-25	410.77	289.94	120.83
		8986.49	7840.89	1145.60

Pela análise dos dados acima referidos verificamos uma poupança no cenário B relativamente ao cenário A, ou seja, quando existe produção de energia fotovoltaica.

Essa poupança são de 1145.6€, valor que será para amortizar o investimento inicial nos primeiros anos. A poupança em cada ano, está sempre dependente da atualização do valor das tarifas em [36].

Capítulo 6

Conclusões e trabalhos futuros

Neste capítulo da dissertação, seguem-se as conclusões gerais após a elaboração dos trabalhos e também propostas para a sua continuação.

6.1 - Conclusão

A realização deste trabalho permitiu consolidar vários conhecimentos aprendidos ao longo destes anos de curso. Além disso, tornou-se ainda mais claro o potencial do nosso País para este tipo de energia. Perceber que além de Portugal, também todo o Mundo como China, Alemanha, Espanha e outros estão apostados em desenvolver novas tecnologias para que esta forma de energia seja cada vez mais rentável para todos, foi muito positivo.

O foco desta dissertação foi o estudo do impacto da introdução de painéis fotovoltaicos numa instalação, em regime de autoconsumo e perceber as alterações relativamente a níveis de tensão, perdas e o custo das mesmas.

Para isso, foi feito o estudo do dimensionamento da FEUP como caso de estudo. De seguida foram criados modelos que com base em leitura direta de grandezas num edifício da FEUP, deram a relação entre a potência ativa e a potência reativa e, também entre a potência ativa e a tensão. Com base nesse modelo, foi criado outro que replicava esses dados para o ano inteiro através da atribuição de potência ativa por quadro. Como reparamos, como os painéis fornecem apenas potência ativa, esta grandeza foi a base de trabalho. Depois, com base na produção solar de uma central do Porto, foi feito o cálculo de quanto produziria a instalação dimensionada. Foi instalada uma potência de 991 kW, cerca de 3965 painéis e 104 inversores.

Concluimos que a tensão, com a introdução da energia fotovoltaica aumenta e as perdas diminuem. Essa alteração verifica-se mais significativamente nos meses quentes, uma vez que há mais energia solar e irradiação é maior. Com o aumento de tensão e como a potência é constante, as correntes diminuem e por consequência há uma redução das perdas.

Percebemos também que há uma poupança de mais de 170 mil euros na fatura final, assim como, mais de 1000 euros nos custos com as perdas quando há a introdução da energia fotovoltaica.

Como já referido, foram instalados cerca de 991 kW, o que para esta potência instalada prevê-se um investimento a rondar pouco mais de 1 milhão de euros, ou seja, o retorno deste investimento serão cerca de 7 anos.

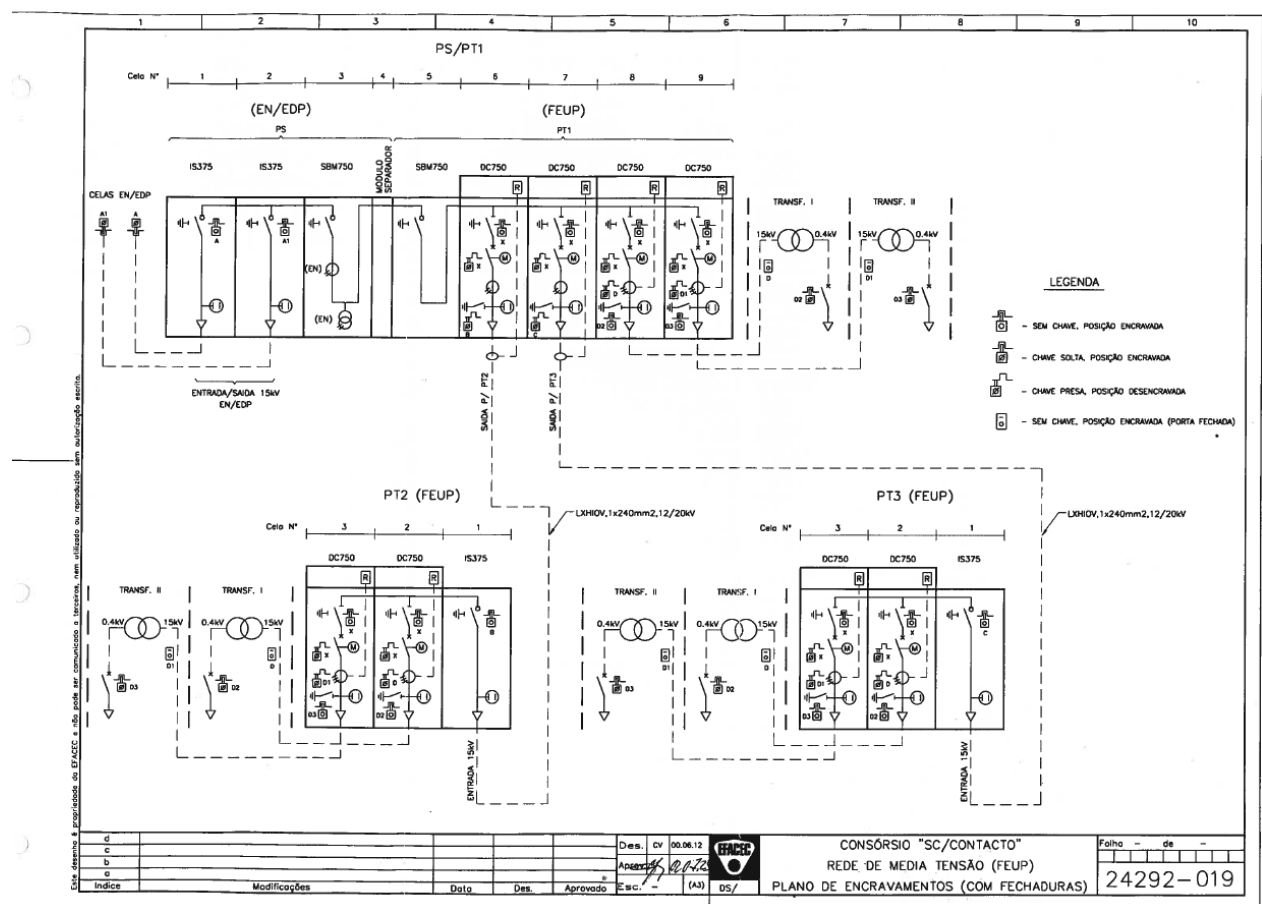
Existem programas para contornar estes investimentos avultados que consistem em alugar o espaço para um empresa instalar e usufruir da instalação fotovoltaica e passado alguns anos, cerca de 10, a FEUP ficaria com toda a instalação. Durante o tempo que tivesse a ser explorada por outros, receberia uma renda.

6.2 - Trabalhos futuros

Um possível trabalho futuro passa pelo estudo económico da instalação para se perceber concretamente a viabilidade económica da instalação, uma vez que já sabemos quanto reduzimos com a diminuição das perdas.

Anexos A

Informações úteis para consulta:



Mapa da rede de MT da FEUP



EFACEC Energia, Máq. e Equip. Electricos, SA
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO
DEPARTAMENTO DE GARANTIA DA QUALIDADE



APCER
CERTIFICADO N.º 3042P/307
SISTEMA PORTUGUÊS
DE QUALIDADE
NP EN ISO 9001



BOLETIM DE ENSAIO
RELATÓRIO N.º : 99153286

DATA DO ENSAIO: 1999-11-05

NÚMERO: 15328.6

F.C.: D89.239 ANO: 1999

TIPO: Seco

NORMAS: CEI-726

DIELECTRICO: Ar

CLIENTE :

POTÊNCIA: 800 kVA

FASES: 3

FREQUÊNCIA: 50 Hz

LIGAÇÃO: Dyn5

UCC (%): 6

AT: 15000 V 30.792 A

BT: 400 V 1154.7 A

REGUL. FORA DA TENSÃO NA AT EM 3 POSIÇÕES

REGULAÇÕES (%): 5 0 -5

1 - RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO

AT/M: > 2000 MOhm BT/M: > 2000 MOhm AT/BT: > 2000 MOhm

2 - RIGIDEZ DIELECTRICA POR TENSÃO APLICADA

U_AT: 38 kV 60 Seg. U_BT: 3 kV 60 Seg.

3 - RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO

LIGAÇÃO: Dyn5

POSIÇÕES:

	I	II	III
TEÓRICO:	45.466	43.301	41.136
1U.1V/2v2w.2u	45.47	43.30	41.14
1V.1W/2w2u.2v	45.47	43.30	41.14
1W.1U/2u2v.2w	45.47	43.30	41.14
DESVIO (%):	0.00	0.00	0.00

4 - RESISTÊNCIA DOS ENROLAMENTOS ENTRE FASES

TEMPERATURA AMBIENTE: 17 °C

RESISTÊNCIA: AT: 1.555 Ohm BT: 0.001333 Ohm

PERDAS JOULE: AT: 2212 W BT: 2666 W

5 - ENSAIO EM VAZIO

ALIMENTAÇÃO PELA BT 400.0 V 50 Hz

	FACTOR	MEDIDO	GAR.	TOL. (%)	DESV. (%)
Io (A): 0.885	0.668	0.853	0.8020	10	8.020
Po (W): 53.30	52.40	100.1	205.8	10	2058
					1950
					15
					5.54

6 - ENSAIO POR TENSÃO INDUZIDA

ALIMENTAÇÃO PELA BT: 800 V FREQUÊNCIA: 150 Hz DURAÇÃO: 40 Seg.

7 - MEDIDA DE DESCARGAS PARCIAIS

Tensão de ensaio AT (kV)	Fase	dB	pC	Fase	dB	pC	Fase	dB	pC
1.1 x 17.5	1U	56	8	1V	56	8	1W	56	8

8 - ENSAIO EM CURTO CIRCUITO

ALIMENTAÇÃO PELA AT: 721.2 V FREQUÊNCIA: 50 Hz TEMP. AMB.: 17 °C

	FACTOR	MEDIDO
I (A): 0.515	0.518	0.514
F (W): 26.84	25.71	25.22
	77.77	50
	50	3889

PERDAS SUP. (75 °C): 541 W PERDAS JOULE (75 °C): 6021 W

	MEDIDO	GAR.	TOL. (%)	DESV.
PERDAS CURTO CIRCUITO (75 °C) (W):	6562	6200	15	5.84
PERDAS TOTAIS (W):	8620	8150	10	5.77
TENSÃO CURTO CIRCUITO (%):	5.76	6	±10	-4.00

9 - GRUPO DE LIGAÇÃO - OK.

10 - OS RESULTADOS OBTIDOS NOS ENSAIOS AQUI RELATADOS SATISFAZEM AS NORMAS REFERIDAS E A ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DO CLIENTE

11 - EQUIPAMENTO DE MEDIDA: (1)-LT34501; (2)-LT32400, LT32401; (3,9)-LT39100
(4)-LT35202, LT35206; (5,6,8)-LT33200; (7)-LT39301

OPERADOR

EFACEC

DATA: 11-11-05

CLIENTE DATA: - - -

Ensaio de um transformador da FEUP

ELECTRICAL SPECIFICATIONS*

Nominal Power (Wp)	P _{NOM}	235	240	245	250	255	260
Average Power	P _{MPP}	237,8	242,6	247,8	251,8	257,5	262,7
Positive Power Tolerance		[P _{NOM} -0; P _{NOM} +4,99W]					
MPP Current (A)	I _{MPP}	8,10	8,14	8,23	8,32	8,50	8,56
MPP Voltage (V)	V _{MPP} /U _{MPP}	29,36	29,81	30,11	30,25	30,30	30,71
Open Circuit Voltage (V)	V _{OC} /U _{OC}	36,28	36,77	37,21	37,32	37,38	37,81
Short Circuit Current (A)	I _{SC}	8,61	8,66	8,74	8,84	9,03	9,10
Module Efficiency	η (%)	14,3	14,5	14,9	15,1	15,4	15,8
Maximum System Voltage (V)	V _{SYST}	+1000**					
Maximum Series Fuse Rating (A)	I	15					
Permitted module temperature on continuous duty		-40°C up to +85°C					
NOCT (°C)		45±3					
Temperature Coefficients:							
Power	γ(P _{NOM})	-0,420%/°C					
Voltage	β(V _{OC})	-0,313%/°C					
Current	α(I _{SC})	+0,058%/°C					

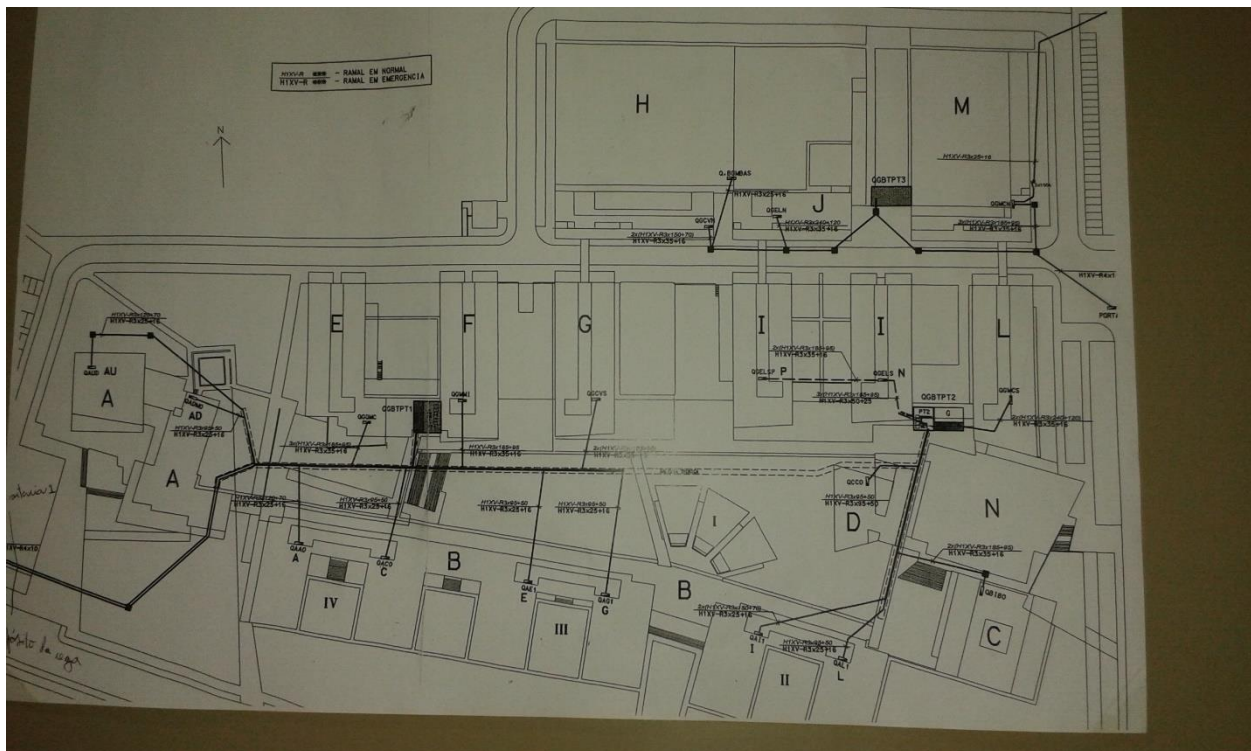
Características do painel solar

	SmartPark® UNO 3M ⁽¹⁾	SmartPark® UNO 5M ⁽²⁾	SmartPark® SINGLE 5M ⁽²⁾	SmartPark® DUAL 5M ⁽²⁾
Tilt	10 degrees			
Minimum distance to the ground	2,755 mm	2,755 mm	2,520 mm	2,725 mm
Maximum distance to the ground	3,635 mm	3,635 mm	3,685 mm	4,440 mm
Minimum length	4,400 mm	6,400 mm		
Maximum length	Modular length according to the clients' requirements			
Width:				
PV covering diagonal	5,150 mm	5,150 mm	6,850 mm	10,100 mm
Ground projection	5,140 mm	5,140 mm	6,815 mm	10,015 mm
Weight	30 kg/sqm			
Distance between portics	3,000 mm	5,000 mm		
Standard Base (number of modules) ⁽⁴⁾	12	18	24	36
⁽¹⁾ Parking solution for 1 vehicle				
⁽²⁾ Parking solution for 2 vehicles				
⁽³⁾ Parking solution for 4 vehicles				
⁽⁴⁾ Modular construction: possible to complete the module standard base with additional SmartPark® units				

Características do SmartPark

Technical data	Sunny Tripower 10000TL	Sunny Tripower 12000TL	Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 17000TL
Input (DC)				
Max. DC power (@ cos φ = 1)	10200 W	12250 W	15340 W	17410 W
Max. DC voltage	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V
MPP voltage range	320 V - 800 V	380 V - 800 V	360 V - 800 V	400 V - 800 V
DC nominal voltage	600 V	600 V	600 V	600V
Min. DC voltage / start voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current / per string	A: 22 A, B: 11 A / 33 A	A: 22 A, B: 11 A / 33 A	A: 33 A, B: 11 A / 33 A	A: 33 A, B: 11 A / 33 A
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	2 / A: 4, B: 1	2 / A: 4, B: 1	2 / A: 5, B: 1	2 / A: 5, B: 1
Output (AC)				
AC nominal power (@ 230 V, 50 Hz)	10000 W	12000 W	15000 W	17000 W
Max. AC apparent power	10000 VA	12000 VA	15000 VA	17000 VA
Nominal AC voltage; range	3 / N / PE, 230 V / 400 V; 160 V - 280 V			
AC grid frequency; range	50, 60 Hz; -6 Hz, +5 Hz	50, 60 Hz; -6 Hz, +5 Hz	50, 60 Hz; -6 Hz, +5 Hz	50, 60 Hz; -6 Hz, +5 Hz
Max. output current	16 A	19.2 A	24 A	24.6 A
Power factor (cos φ)	0.8 leading ... 0.8 lagging			
Phase conductors / connection phases / power balancing	3 / 3 / -	3 / 3 / -	3 / 3 / -	3 / 3 / -

Características do inversor



Mapa da FEUP, com a localização dos quadros e PTs

Anexos B

Resultados do dimensionamento AC (Capítulo 2)

Dimensionamento AC, parte 1

	Ramos		Cabo			
	Inversor	Armário	L (KM)	Tipo	SF	SN
B1	1	QAAO	0,033096	VAV	6	6
B2	1	QACO	0,033096	VAV	6	6
B3	1	QAE1	0,033096	VAV	6	6
B4	1	QAG1	0,033096	VAV	6	6
B5	1	QAI	0,033096	VAV	6	6
B6	1	QAL	0,033096	VAV	6	6
Biblioteca	1	QBIBO	0,03264	VAV	6	6
Mec. N 1	1	QGMCN	0,011136	VAV	6	6
Mec. N 2	1	QGMCN	0,0132	VAV	6	6
Eletro. 1	1	QGELN	0,011136	VAV	6	6
Civil Norte 1	1	QGCVN	0,012396	VAV	6	6
	2	QGCVN	0,012396	VAV	6	6
Civil Norte 2	1	QGCVN	0,018396	VAV	6	6
	2	QGCVN	0,018396	VAV	6	6
	3	QGCVN	0,018396	VAV	6	6
Edifício G	1	QGCVS	0,0144	VAV	6	6
Edifício I	1	QGELSZ	0,021996	VAV	6	6

Dimensionamento AC, parte 2

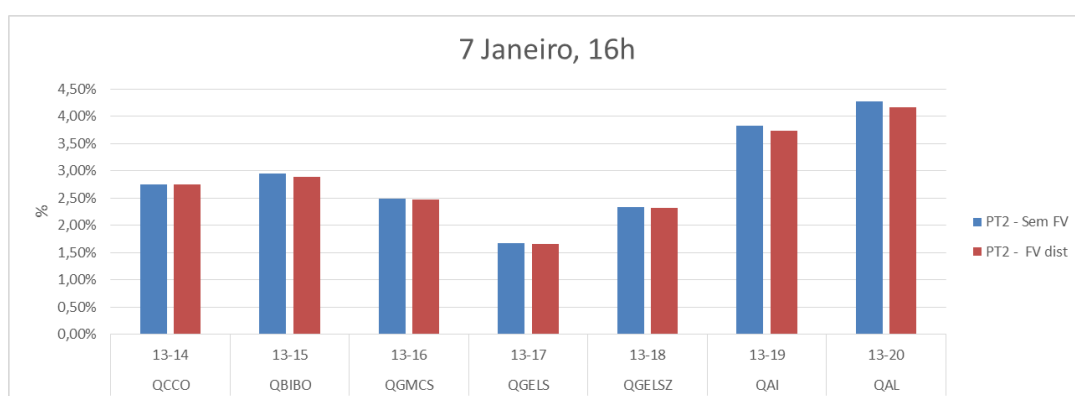
	Ramos		Cabo				Condição de aquecimento		
	Inversor	Armário	L (KM)	Tipo	SF	SN	Is (A)	P (W)	Iz (A)
B1	1	QAAO	0,033096	VAV	6	6	22,14138	15340	38
B2	1	QACO	0,033096	VAV	6	6	22,14138	15340	38
B3	1	QAE1	0,033096	VAV	6	6	22,14138	15340	38
B4	1	QAG1	0,033096	VAV	6	6	22,14138	15340	38
B5	1	QAI	0,033096	VAV	6	6	22,14138	15340	38
B6	1	QAL	0,033096	VAV	6	6	22,14138	15340	38
Biblioteca	1	QBIBO	0,03264	VAV	6	6	22,14138	15340	38
Mec N 1	1	QGMCN	0,011136	VAV	6	6	14,72243	10200	38
Mec N 2	1	QGMCN	0,0132	VAV	6	6	25,12917	17410	38
Eletro 1	1	QGELN	0,011136	VAV	6	6	22,14138	15340	38
Civil Norte 1	1	QGCVN	0,012396	VAV	6	6	22,14138	15340	38
	2	QGCVN	0,012396	VAV	6	6	14,72243	10200	38
Civil Norte 2	1	QGCVN	0,018396	VAV	6	6	22,14138	15340	38
	2	QGCVN	0,018396	VAV	6	6	22,14138	15340	38
	3	QGCVN	0,018396	VAV	6	6	22,14138	15340	38
Edifício G	1	QGCVS	0,0144	VAV	6	6	22,14138	15340	38
Edifício I	1	QGELSZ	0,021996	VAV	6	6	14,72243	10200	38

Dimensionamento AC, parte 3

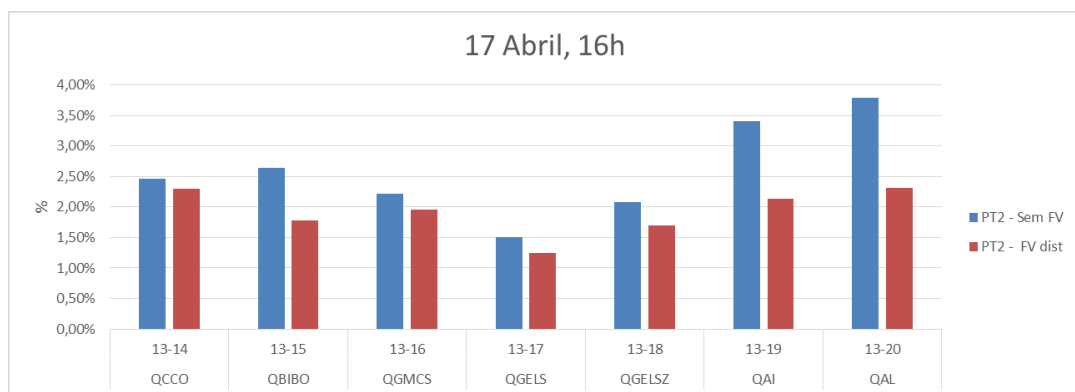
	Ramos		Condição de sobrecarga						
	Inversor	Armário	fc	I'z (A)	In	If (A)	Is < In < Iz	1,45 Iz	if < 1,45 Iz
B1	1	QAAO	1	38	32	51	VERDADEIRO	55,1	VERDADEIRO
B2	1	QACO	1	38	32	51	VERDADEIRO	55,1	VERDADEIRO
B3	1	QAE1	1	38	32	51	VERDADEIRO	55,1	VERDADEIRO
B4	1	QAG1	1	38	32	51	VERDADEIRO	55,1	VERDADEIRO
B5	1	QAI	1	38	32	51	VERDADEIRO	55,1	VERDADEIRO
B6	1	QAL	1	38	32	51	VERDADEIRO	55,1	VERDADEIRO
Biblioteca	1	QBIBO	1	38	32	51	VERDADEIRO	55,1	VERDADEIRO
Mec N 1	1	QGMCN	1	38	32	51	VERDADEIRO	55,1	VERDADEIRO
Mec N 2	1	QGMCN	1	38	32	51	VERDADEIRO	55,1	VERDADEIRO
Eletro 1	1	QGELN	1	38	32	51	VERDADEIRO	55,1	VERDADEIRO
Civil Norte 1	1	QGCVN	1	38	32	51	VERDADEIRO	55,1	VERDADEIRO
	2	QGCVN	1	38	32	51	VERDADEIRO	55,1	VERDADEIRO
Civil Norte 2	1	QGCVN	1	38	32	51	VERDADEIRO	55,1	VERDADEIRO
	2	QGCVN	1	38	32	51	VERDADEIRO	55,1	VERDADEIRO
	3	QGCVN	1	38	32	51	VERDADEIRO	55,1	VERDADEIRO
Edifício G	1	QGCVS	1	38	32	51	VERDADEIRO	55,1	VERDADEIRO
Edifício I	1	QGELSZ	1	38	32	51	VERDADEIRO	55,1	VERDADEIRO

Anexos C

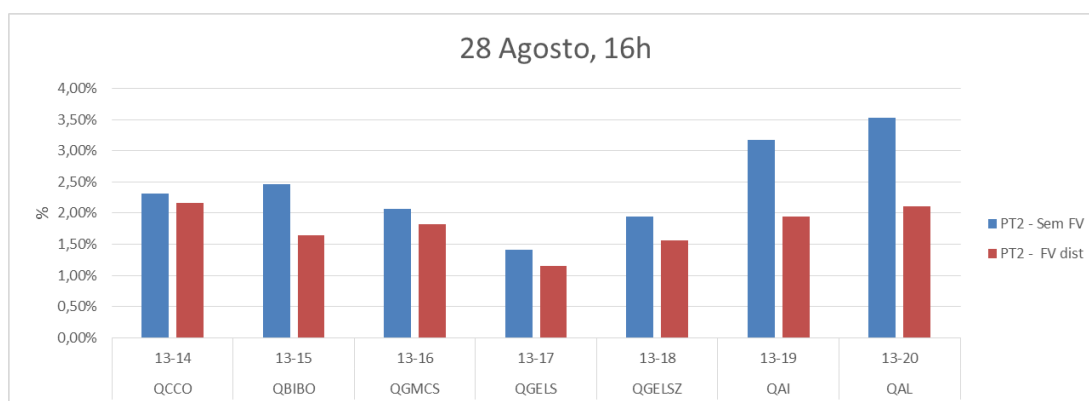
Gráficos das perdas para comparação em 5.3



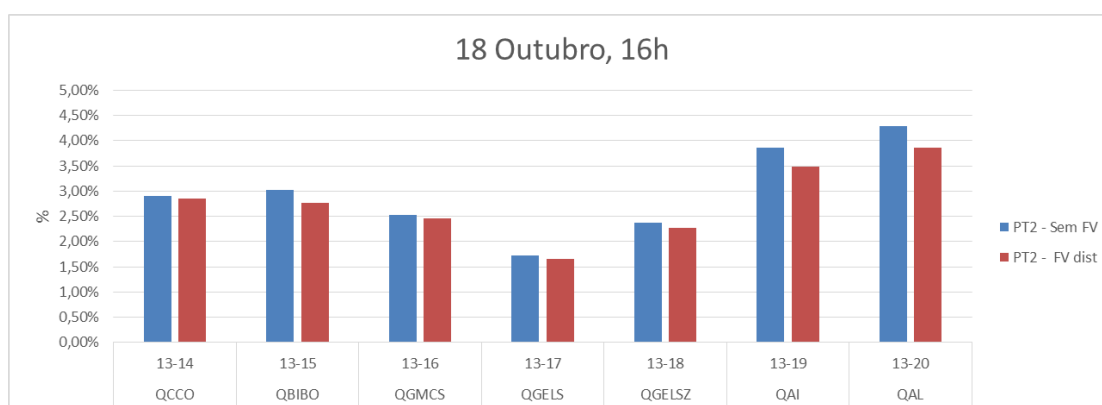
Comparação das perdas ativas nos dois cenários para um dia típico de inverno.



Comparação das perdas ativas nos dois cenários para um dia típico de primavera.

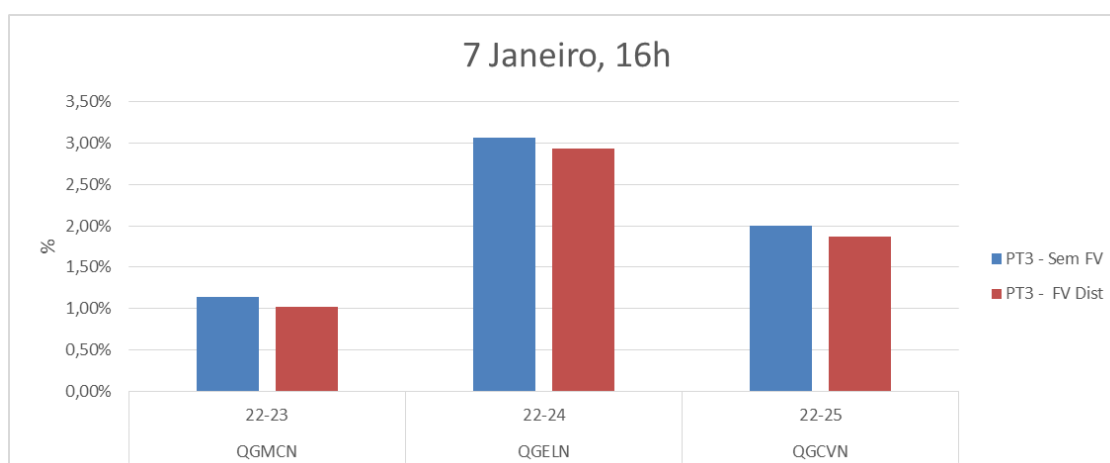


Comparação das perdas ativas nos dois cenários para um dia típico de verão.

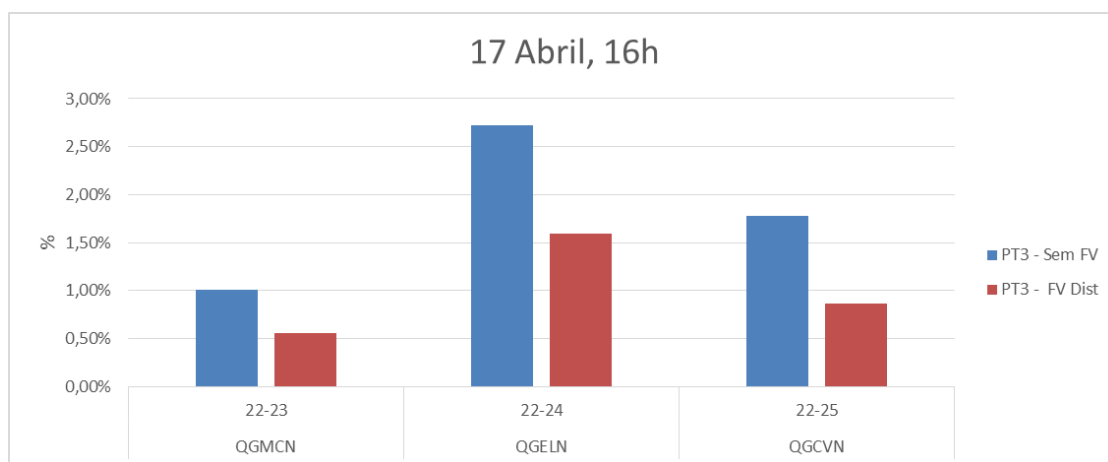


Comparação das perdas ativas nos dois cenários para um dia típico de outono

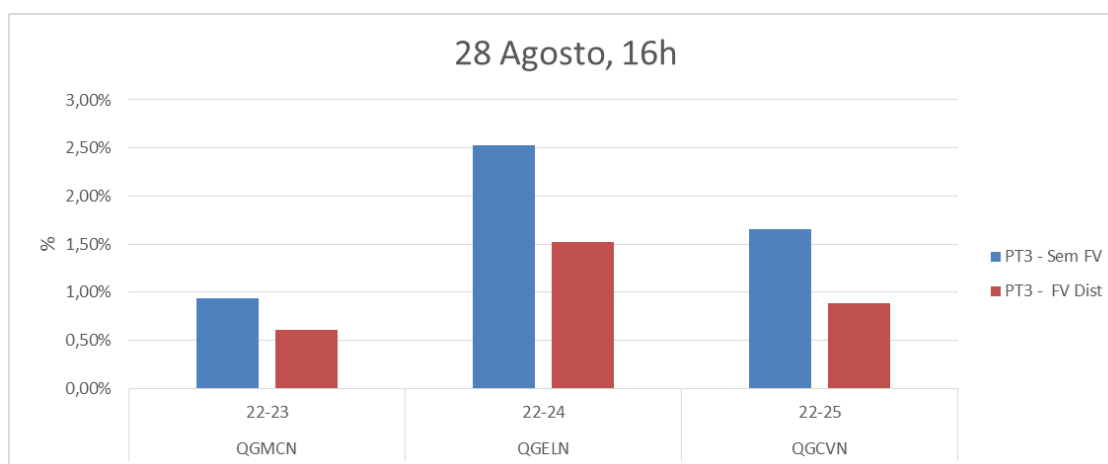
Gráficos das perdas para comparação em 5.3



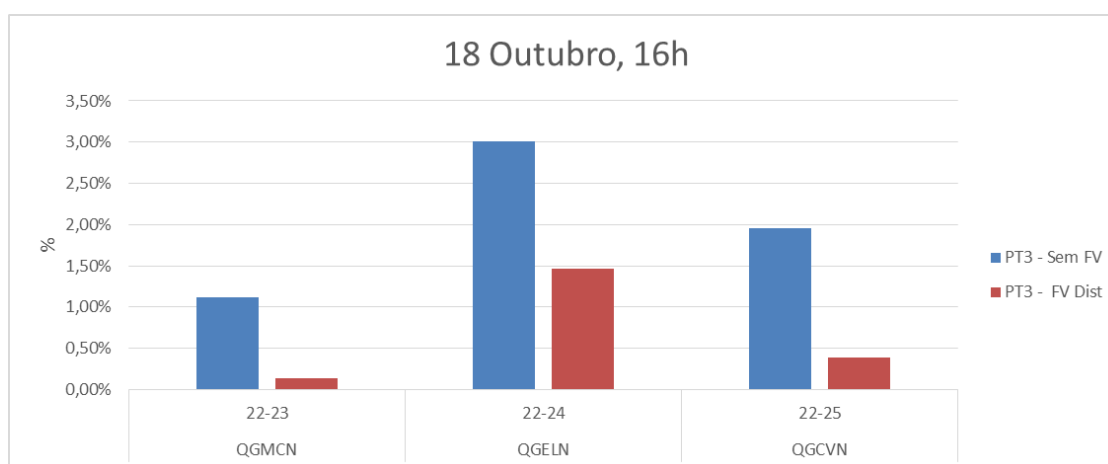
Comparação das perdas ativas nos dois cenários para um dia típico de inverno



Comparação das perdas ativas nos dois cenários para um dia típico de primavera



Comparação das perdas ativas nos dois cenários para um dia típico de verão



Comparação das perdas ativas nos dois cenários para um dia típico de outono

Referências

- [1] Eficiencia Energética, Disponível em:
<http://www.solarwaters.pt/autoconsumo/autoconsumo-particulares> , Acesso em:
Março de 2015
- [2] Autoconsumo, Disponível em: <http://sunenergy.pt/particulares/auto-consumo/o-que-e/> , Acesso em: Março de 2015
- [3] Governo de Portugal, Enquadramento do novo regime de produção distribuída. Acesso em: Setembro 2014.
- [4] Pereira, F. A., & Oliveira, M. Â. (s.d.). *Curso Técnico Instalador de Energia Fotovoltaica*. Publindustria.
- [5] Loja de eficiência energética, Disponível em:
http://www.lefe.pt/web1/zp/tpl1/id1/catalogo/?P_cod_categoria=370, Acesso em:
Janeiro 2016.
- [6] EcoHabitar, Disponível em: <http://ecohabitararquitetura.com.br/blog/tag/paineis-solares-verticais/>, Acesso em: Dezembro de 2015.
- [7] Energia Fotovoltaica - manual sobre tecnologias, projeto e instalação
- [8] Planning and Installing photovoltaic systems, ISBN-13: 978-1-84407-442-6
- [9] Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro de 2014. Diário da República, 1.ª série— N.º 202. MINISTÉRIO DO AMBIENTE, ORDENAMENTO DO TERRITÓRIO E ENERGIA. Lisboa.
- [10] Fernando Maciel Barbosa, “*O trânsito de potências em sistemas elétricos de energia*”, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2013
- [11] Sérgio Faías; Rui Pestana, “*Folhas de apoio às aulas de laboratório de Redes de Energia Elétrica*”, ISEL, 2009
- [12] Manuel António Matos, “*Introdução ao trânsito de potências*”, Apontamentos para a disciplina de Sistemas Elétricos de Energia I, 1999
- [13] Nuno José Pinho Ribeiro, “*Algoritmo para análise de trânsito de potências radiais*”, INESC Porto
- [14] Manuel A. Matos, “*A new power flow method for radial networks*”, Member IEEE

- [15] João Tiago da Cunha Teixeira Fernandes, “*Produção de controlo e exploração de grandes unidades de produção solar fotovoltaica*”, Dissertação de Mestrado, FEUP, 2014
- [16] Carlos Manuel de Pinho Nunes, “*Redução de consumo através de equipamentos de reguladores de tensão*”, FEUP, 2011
- [17] Greg Hataway; Marcos Donolo; Dallas Jacobsen, “*Explorando o controlo dinâmico de tensão*”, PowerSouth Energy Cooperative, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc
- [18] Mariana Marçal Pinto de Souza, “*Modelagem de cargas para estudos dinâmicos*”, Universidade Federal de Itajubá, 2010
- [19] Comissão Técnica de Normalização Eletrotécnica, “*Esquemas Tipo de Unidades Para Autoconsumo (UPAC) com Tecnologia Solar Fotovoltaica*”, Direção Geral de Energia, Março 2015
- [20] Hélder Miguel Dias Freitas, “*Análise da eficiência energética em edifícios alimentados em média tensão*”, FEUP, 2008
- [21] Sara Daniela Costa, “*Simulação de modelos de remuneração e estudo de mercado para sistemas fotovoltaicos de autoconsumo*”, Dissertação de Mestrado, FEUP, 2014
- [22] EurObserv’er, Disponível em: <http://www.eurobserv-er.org/photovoltaic-barometer-2015>, Acesso em: Janeiro 2015.
- [23] Solar Power europe, “*Global Market Outlook 2015*”, Disponível em: <http://www.solarpowereurope.org/insights/global-market-outlook/>, Acesso em: Outubro de 2015
- [24] Solar Power europe, “*Renewable self-consumption*”, Disponível em; http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user_upload/documents/Policy_Papers/Self-consumption_final1507.pdf, Acesso em: Outubro de 2015
- [25] European Commission, “*Best practices on Renewable Energy Self-consumption*”, Disponível em: http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_autre_document_travail_service_part1_v6.pdf
- [26] Rafael Nunes Freire, “*Análise da viabilidade de projetos de minigeração fotovoltaica*”, FEUP, 2011
- [27] Nuno Miguel Pereira Martins, “*Incorporação de micro inversor em módulos fotovoltaicos*”, Universidade de Aveiro, 2012
- [28] ABB, “*Technical Applications Papers No 10 - Photovoltaic Plants*”, 2010
- [29] Revista renováveis magazine nº9, Disponível em: http://www.renovaveismagazine.pt/?page_id=40
- [30] Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps, Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>, Acesso a 17 de Janeiro de 2016

- [31] Renewables 2016, Global Status Report, Disponível em:
<http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>
- [32] Datasheet inversor, Disponível em:
http://www.soligent.net/uploads/products/32001_2.pdf
- [33] Manuel António Matos, “*Sistemas por unidade*”, 1992, 2003
- [34] Sapol, Armazenistas de material elétrico, Disponível em: <http://www.sapol.pt/>,
Acesso em: 12 de Setembro de 2015.
- [35] Francisco José Abrunhosa Dias, “*Soluções Técnicas para o projecto de edifícios de habitação incorporando produção própria de energia*”, Dissertação de Mestrado, FEUP, 2009
- [36] Eletricidade de Portugal, Tarifas MT, Disponível em:
<http://www.edpsu.pt/pt/particulares/tarifasehorarios/Pages/TarifaMT.aspx>, Acesso a 20 de Junho 2016.